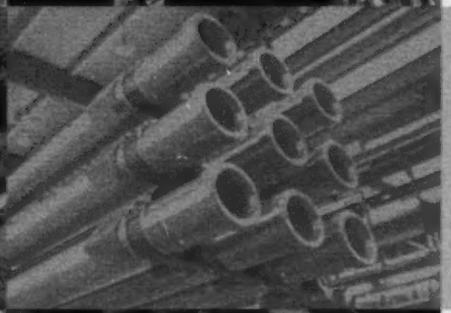
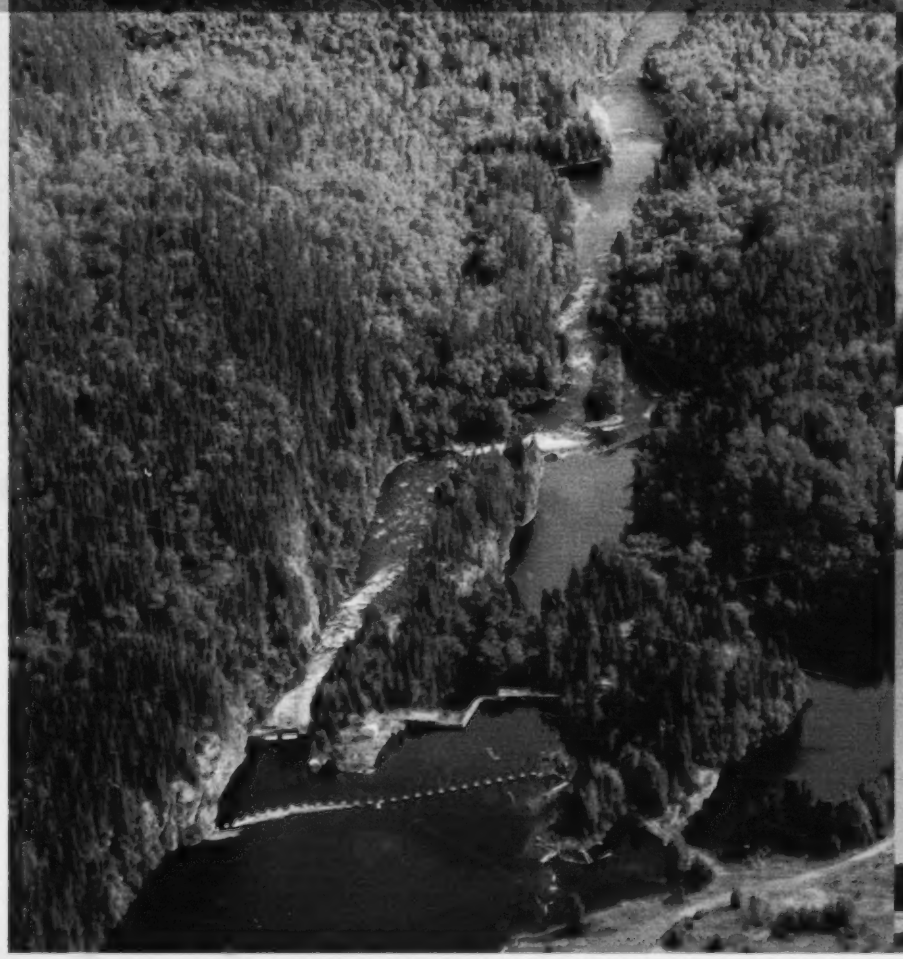
2014
RAPPORT ANNUEL





ONTARIO POWER GENERATION

APERÇU DE 2014

Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013
REVENUS		
Revenus	4 963	4 863
Charges liées au combustible	641	708
Marge brute	4 322	4 155
CHARGES		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 615	2 747
Amortissement	754	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	797	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(714)	(628)
Impôts fonciers	32	53
Restructuration	18	50
Autres	36	(35)
	3 538	3 906
Bénéfice avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	784	249
Autres revenus	(3)	(3)
Intérêts débiteurs, montant net	80	86
Charge d'impôts	139	31
Bénéfice avant élément extraordinaire	568	135
Élément extraordinaire	243	-
Bénéfice net	811	135
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (TWh)	82,2	80,8
FLUX DE TRÉSORERIE Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	1 433	1 174

Termes spécifiques au secteur de l'électricité

- **Un mégawatt** (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.
- **Un kilowatt** (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.
- **Un kilowattheure** (kWh) sert à mesurer la demande ou l'offre d'électricité par heure. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure. Un ménage moyen consomme environ 800 kWh par mois.
- **Un mégawattheure** (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

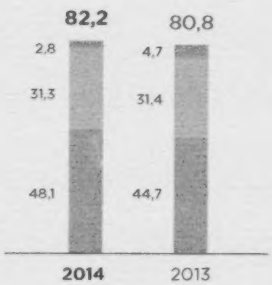
Revenus et points saillants d'exploitation

Légende

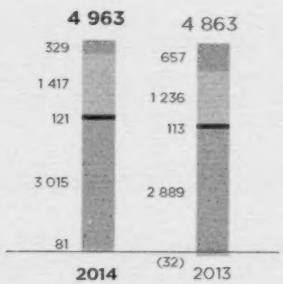
- Portefeuille de production liée par contrat*
- Production hydroélectrique réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production nucléaire réglementée
- Divers

* Comprend les centrales thermiques et hydroélectriques d'OPG qui sont liées par un contrat, les turbines éoliennes et la quote-part revenant à OPG des centrales Portlands Energy Centre et Brighton Beach.

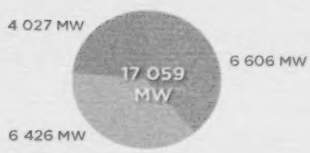
Produits d'électricité
(en TWh)



Revenus
(en millions de dollars)



Capacité de production en service
(en MW) 31 décembre 2014



Profil de l'entreprise	1
Message du président du conseil d'administration et du président	2
Principales réalisations	6
Rapport de gestion	9
États financiers consolidés	119
Notes afférentes aux états financiers consolidés	125
Membres de la haute direction	190
Installations d'Ontario Power Generation	191

PROFIL DE L'ENTREPRISE

Construction de la centrale Kipling, Lower Mattagami

OPG EST LE PLUS IMPORTANT PRODUCTEUR D'ÉLECTRICITÉ PROPRE DE L'ONTARIO.

Au 31 décembre 2014, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 17 059 mégawatts (MW). OPG exploite :

2 **Centrales nucléaires**

3 **Centrales thermiques**

65 **Centrales hydroélectriques**

2 **Turbines éoliennes**

OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

Le portefeuille diversifié de production de la Société est composé de 2 centrales nucléaires, de 65 centrales hydroélectriques et de 3 centrales thermiques en exploitation, dont la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse de l'Amérique du Nord.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. De plus, la Société possède en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach avec ATCO Power Canada Ltd., et la centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre avec TransCanada Energy Ltd.

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU PRÉSIDENT

Ontario Power Generation (« OPG ») produit plus de la moitié de l'électricité que consomment les citoyens de l'Ontario. Nos activités couvrent toute la province. Nous électrifions la province 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 – grâce à notre portefeuille de centrales efficaces et fiables qui produisent de l'énergie propre, offerte à un tarif bien moindre que le tarif moyen de tous les autres producteurs d'électricité.

Bernard Lord
Président du conseil d'administration

Tom Mitchell
Président et chef de la direction

En 2014, OPG a achevé avec succès son plan d'élimination graduelle du charbon dans son processus de production. Il s'agit de la plus importante initiative visant à contrer les changements climatiques à avoir été entreprise en Amérique du Nord. N'ayant plus d'unités alimentées au charbon, nous produisons de l'électricité exempte à 99,7 pour cent de gaz à effet de serre et d'émissions contribuant au smog.

Points saillants d'exploitation

OPG a obtenu des résultats d'exploitation solides en 2014. En hausse de 676 millions de dollars par rapport à 2013, son bénéfice net s'est établi à 811 millions de dollars. La transformation de nos activités s'est poursuivie et de nouvelles économies ont été réalisées grâce à une meilleure efficacité opérationnelle, à la rationalisation de nos activités et à une nouvelle phase de réduction du personnel. Depuis 2011, nous avons réussi à économiser plus de 500 millions de dollars.

De plus, OPG a augmenté sa production par rapport à l'exercice précédent, grâce à la fiabilité de ses actifs de production.

Réalisations en gestion de projets

Avec un investissement de 2,6 milliards de dollars, notre projet hydroélectrique Lower Mattagami a été achevé fin 2014 avec plus de six mois d'avance sur le calendrier.

Cette réalisation unique faite en partenariat avec la Première Nation Moose Cree met ainsi à la disposition de la province un ajout de 438 mégawatts (MW) d'électricité propre de source renouvelable. À l'échelle locale, les retombées économiques sont considérables, en comptant les contrats accordés à des entreprises locales et la création d'emplois au sein des collectivités. Au plus fort de la construction, le projet faisait travailler près de 1 600 personnes, dont 250 représentants des collectivités des Premières Nations et des Métis.

Pour le projet Lower Mattagami, OPG a remporté le prix Stewardship Award décerné par l'Ontario Waterpower Association, qui souligne entre autres ses efforts de développement durable, de préservation de l'environnement et de développement de capacité dans la communauté.

Nous sommes on ne peut plus fiers de ce brillant succès. Le projet de réaménagement sur la rivière Lower Mattagami illustre la puissance qu'apportent l'alliance d'un partenariat, une vision partagée et une solide gestion de projets.

Qui plus est, nous sommes parvenus à convertir la centrale Atikokan à la biomasse. Ce projet de conversion, le tout premier du genre à avoir été réalisé en Ontario, place OPG à l'avant-garde de cette technologie innovatrice.

D'une capacité de production de plus de 200 MW, la centrale Atikokan est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse de l'Amérique du Nord. Elle produit de l'électricité acheminable de source renouvelable à partir d'une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe.

L'expérience et les connaissances que nous avons acquises comme gestionnaire de projets dans le cadre de cette initiative seront réinvesties pour d'autres projets de développement et seront partagées à l'échelle mondiale.

Si ces projets de développement ont permis de mettre de l'électricité propre à la disposition de la province, ils ont en outre créé des possibilités économiques enviables et des emplois durables pour le nord de l'Ontario dans les secteurs de l'écoénergie et de la foresterie.

Amélioration de l'efficience et réduction des coûts

Il y a trois ans, OPG lançait son projet de transformation dont le but est d'améliorer l'efficience et de réduire les coûts d'exploitation globaux. Une meilleure efficience des activités permettra à la Société de contenir les tarifs de l'électricité pour la population de l'Ontario tout en produisant de l'électricité sécuritaire et fiable.

À ce jour, nous avons instauré un nouveau modèle d'organisation qui fonctionne avec moins de personnel, simplifié nos services et amélioré nos processus internes. Par rapport à 2011, notre effectif a baissé d'environ 2 200 personnes, ou 20 % – baisse due surtout à l'attrition – ce qui représente des économies de plus de 500 millions de dollars. D'ici la fin de 2016, nous prévoyons que les économies dépasseront 1 milliard de dollars.

Ces réductions ont été effectuées de manière réfléchie et mesurée afin de maintenir le cap fermement sur la sécurité et le rendement.

Remise en état : la priorité

La remise en état de la centrale Darlington sera bientôt le plus grand projet jamais entrepris par OPG.

En 2014, nous avons poursuivi les préparatifs de remise en état en inaugurant le complexe énergétique Darlington. Le ministre de l'Énergie, Bob Chiarelli, s'est joint au personnel d'OPG pour l'ouverture officielle du centre de formation de pointe dans la région de Durham. L'ouvrage, qui a été achevé plus tôt que prévu, fait partie des grands efforts de planification et de préparation déployés afin de nous assurer que chacun des employés responsables de la remise en état suive la formation et devienne capable d'accomplir ses tâches de façon sécuritaire, minutieuse et efficace.

La remise en état de la centrale Darlington marque un jalon marquant pour OPG. Elle renforcera notre rôle dans la province en ajoutant 30 années de production d'électricité propre et fiable sur une période de 30 ans et plus de 100 000 années-personnes sur la durée du projet.

La province toute entière bénéficiera de ces retombées économiques.

Excellence opérationnelle en nucléaire

En 2014, les installations nucléaires d'OPG ont été reconnues pour leur rendement solide et leur processus d'amélioration continue par rapport aux installations de référence de l'industrie. En avril, la centrale nucléaire Darlington a obtenu, pour une deuxième fois, une note d'excellence selon une évaluation sur la sécurité et la performance réalisée par ses pairs.

De plus, la centrale a obtenu la cote de sécurité la plus élevée, méritant pour la cinquième fois la note d'excellence d'après l'évaluation sur la performance effectuée par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »).

La centrale nucléaire de Pickering a elle aussi obtenu de la CCSN de bonnes cotes de sécurité, qui soulignent l'amélioration constatée dans le domaine de la radioprotection et de la sécurité nucléaire.

Ces réalisations montrent qu'OPG n'a pas ménagé les efforts pour

se démarquer en matière de sûreté et d'excellence opérationnelle. Nous continuons de faire des investissements et des améliorations de performance à la centrale nucléaire Pickering, afin qu'elle soit prête à servir de source d'électricité fiable pour l'Ontario pendant la réfection de la centrale Darlington.

Excellence en matière de sécurité

En 2014, OPG a encore obtenu de solides résultats en matière de sécurité pour les employés – son dossier de sécurité au travail ayant été le meilleur de son histoire. En outre, pour la troisième année de suite, l'Association canadienne de l'électricité a souligné l'engagement ferme d'OPG en matière de sécurité en lui décernant le Prix d'excellence du président pour la sécurité des employés.

Un succès durable

Les solides résultats obtenus en 2014 sont le reflet fidèle du travail inlassable accompli par les femmes et les hommes à l'emploi d'OPG. Nos employés sont dévoués, hautement qualifiés et engagés à fournir à la province l'électricité dont elle a besoin, au moment où elle en a besoin.

Nous tenons à remercier tous nos employés pour leur contribution continue.

OPG prévoit continuer de se concentrer sur l'optimisation de la valeur pour son actionnaire et pour les Ontariens.

Nous devons produire de l'électricité qui est fiable, sécuritaire et durable sur le plan environnemental afin de répondre aux besoins des Ontariens aujourd'hui et dans les années à venir.

Le président du conseil d'administration,

BERNARD LORD

Le président et chef de la direction,

TOM MITCHELL

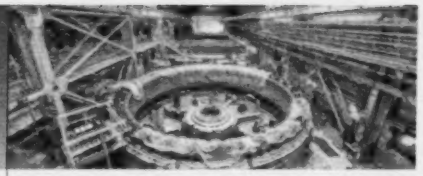
PRINCIPALES RÉALISATIONS DE 2014

Mise hors service des centrales au charbon

En avril 2014, OPG a brûlé son dernier bloc de charbon à la centrale de Thunder Bay qui, depuis janvier 2015, produit de l'électricité acheminable à partir de biocombustibles perfectionnés. L'abandon graduel du charbon en Ontario est vu comme la plus importante initiative de lutte contre les changements climatiques entreprise en Amérique du Nord et marque une étape marquante dans la stratégie du gouvernement de l'Ontario de produire de l'électricité plus propre. Les vieilles centrales au charbon à Lambton et Nanticoke sont préservées au cas où il serait décidé de les convertir à des combustibles de remplacement. L'électricité produite par OPG est maintenant exempte à 99,7 pour cent de gaz à effet de serre et d'émissions contribuant au smog.

Conversion de la centrale Atikokan à la biomasse

En juillet 2014, la production de la centrale Atikokan est passée du charbon à la biomasse. La centrale convertie produit de l'électricité de source renouvelable grâce à un biocombustible qui atténue les effets de changements climatiques. La centrale Atikokan est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse de l'Amérique du Nord. Le projet de conversion sur deux ans est un autre exemple de l'engagement d'OPG à produire de l'énergie propre.



Réalisation du projet de la rivière Lower Mattagami

L'achèvement du projet hydroélectrique de Lower Mattagami en 2014 a devancé le calendrier de six mois, et ce, sans dépassement du budget. OPG et la Première Nation Moose Cree ont commencé à travailler en 2010 sur un projet de 2,6 milliards de dollars visant l'ajout d'une capacité de 438 MW. Des unités de production ont été mises en marche aux centrales existantes à Little Long, Harmon et Kipling, et la nouvelle centrale de trois unités Smoky Falls/ Kâpâskilehtehk a remplacé la vieille centrale qui était en place depuis 83 ans. Pour réaliser ce projet, des contrats totalisant près d'un milliard de dollars ont été accordés à des entreprises ontariennes, dont plus de 350 millions de dollars dans le nord de l'Ontario.

Économies obtenues par la transformation

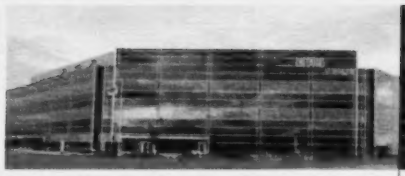
En 2014, la transformation des activités d'OPG a permis des économies considérables. Depuis le lancement du projet en 2011, l'effectif d'OPG a été réduit d'environ 2 200 personnes, et les économies cumulatives dépassent les 500 millions de dollars. L'objectif est de porter les économies à environ 1 milliard de dollars d'ici la fin de 2016. OPG a adopté un nouveau modèle d'organisation centralisée et mis en œuvre une centaine d'initiatives pour améliorer les processus et l'efficience. Même si la transformation des activités s'est terminée à la fin de 2014, OPG ne cessera de chercher des moyens d'améliorer les processus et l'efficience.

Prix d'excellence du président de l'ACÉ pour la sécurité des employés

En novembre 2014, l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ ») a décerné à OPG *le prix d'excellence du président pour la sécurité des employés*. L'ACÉ remet aux organismes membres qui se classent en tête du secteur de l'électricité des prix qui soulignent leur mérite sur le plan de la sécurité des employés. C'est la troisième année de suite qu'OPG reçoit le prix de l'ACÉ pour la sécurité des employés. En outre, deux membres de l'équipe d'intervention d'urgence de la centrale nucléaire Pickering ont reçu le prix de sauvetage de l'ACÉ.

Maintien en marche de la centrale nucléaire Pickering

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a approuvé la requête d'OPG de maintenir en marche la centrale nucléaire Pickering et a autorisé la prolongation de la durée de vie de la centrale jusqu'en 2020. OPG avait réalisé des analyses poussées afin de s'assurer de respecter les exigences prescrites et de démontrer que la centrale nucléaire de Pickering pouvait fonctionner de manière sécuritaire jusqu'à cette échéance. La centrale Pickering est une bonne solution d'appoint pendant la remise en état de la centrale Darlington et la mise hors service des unités de cette dernière.



Ouverture du complexe énergétique Darlington

Le complexe énergétique Darlington a ouvert ses portes plus tôt que prévu en 2014. Abritant un modèle de réacteur nucléaire de taille réelle destiné à la formation, le complexe fait partie des vastes efforts de planification et de préparation déployés par OPG pour s'assurer que chacun des employés responsables de la remise en état sera capable d'accomplir ses tâches de façon sécuritaire, minutieuse et efficace. Le ministre de l'Énergie, Bob Chiarelli, a inauguré le complexe aux côtés du président du conseil d'administration d'OPG, Bernard Lord, et du président d'OPG, Tom Mitchell. Depuis l'ouverture, plus de 3 500 visiteurs de la communauté ont profité des journées portes ouvertes.

OPG et la Première Nation Gull Bay célèbrent leur nouvelle entente

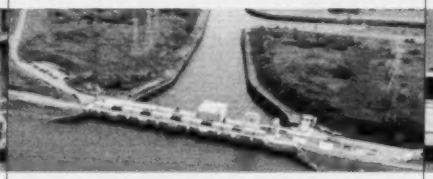
OPG et Kiashke Zaaging Anishinaabek (« KZA »), aussi appelée Première Nation Gull Bay, ont scellé leur nouvelle entente par la signature d'un accord définitif de règlement et la présentation par OPG d'excuses officielles. L'accord et les excuses se rapportent à des griefs historiques relatifs à la construction entre 1918 et 1950 de barrages par les sociétés remplacées par OPG sur la rivière Nipigon. OPG a négocié avec succès le règlement de griefs avec plusieurs Premières Nations de l'Ontario.

Prix pour la responsabilité sociétale

L'ACÉ a remis à OPG le prix Électricité durable – *pour la responsabilité sociétale de 2014* qui récompense ses initiatives d'amélioration des relations avec les Premières Nations et les Métis et de développement durable. Le prix souligne l'engagement ferme d'OPG à bâtir des relations d'affaires mutuellement bénéfiques avec les Premières Nations et les Métis de l'Ontario. OPG négocie en ce moment avec plus de 50 collectivités de Premières Nations et de Métis des quatre coins de la province afin de réaliser de nombreux projets et partenariats

Notes d'excellence pour la centrale Darlington

En 2014, la centrale nucléaire Darlington s'est vu attribuer une note d'excellence pour sa performance de la part de la CCSN. Selon l'évaluation annuelle sur la sécurité menée par la CCSN, la centrale Darlington a été la seule à obtenir la cote de rendement « Entièrement satisfaisant ». Pour Darlington, il s'agit de la cinquième année de suite où sa performance a été primée. En plus de la cote décernée par l'autorité de réglementation, elle a obtenu une note d'excellence selon une évaluation réalisée par ses pairs et a maintenu sa solide réputation parmi les centrales nucléaires de haut niveau dans le monde.



Projets d'amélioration hydroélectrique

OPG a investi dans plusieurs grands projets d'amélioration des installations hydroélectriques afin de maintenir un niveau élevé de performance :

Installation à réserve pompée Sir Adam Beck, Mises à niveau et réfection des turbines;
Centrale Chats Falls, réfection du barrage;
Centrale Pine Portage, remplacement des roues de turbine et mise à niveau de générateurs;
Centrale Des Joachims, réfection et mise à niveau de l'unité 5 s'inscrivant dans un vaste programme d'amélioration des actifs visant la rénovation complète de la centrale;
Centrale McVittie, deux nouvelles vannes à glissières.

Exercice Unified Response

En mai, OPG a participé à un exercice *Unified Response* à la centrale nucléaire Darlington. Plus de 1 000 personnes et 54 organismes ont participé à la simulation d'intervention d'urgence, et ont montré comment ils protégeraient et informeraient le public dans le cas peu probable où surviendrait un accident comparable à la catastrophe de Fukushima, au Japon. Rompue aux exercices d'intervention d'urgence, OPG a prouvé ses capacités aux différents intervenants et a reçu les félicitations d'un évaluateur indépendant, impressionné par l'exercice exhaustif.

INFORMATION FINANCIÈRE
TABLE DES MATIÈRES

Rapport de gestion

Énoncés prospectifs 9
La Société 10
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée 12
Faits saillants 14
Activités de base et stratégie 22
Capacité de produire des résultats 35
Secteurs d'activité 37
Indicateurs clés de la production et du rendement financier 39
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité 41
- Production nucléaire réglementée 41
- Gestion des déchets nucléaires réglementée 42
- Production hydroélectrique réglementée 43
- Portefeuille de production liée par contrat 44
- Services, activités de négociation et activités autres que de production 45
- Intérêts débiteurs, montant net 46
- Impôts sur les bénéfices 46

Situation de trésorerie et sources de financement 46
Faits saillants du bilan 49
Méthodes et estimations comptables critiques 50
Modifications de méthodes et d'estimations comptables 59
Gestion des risques 62
Opérations entre parties liées 78
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information 79
Quatrième trimestre 80
Faits saillants financiers trimestriels 83
Autres mesures financières non conformes aux PCGR 87
Gouvernance d'entreprise 88
Information sur le comité d'audit et des finances 108

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière 116
Rapport des auditeurs indépendants 118
États financiers consolidés 119
Notes afférentes aux états financiers consolidés 125

ONTARIO POWER GENERATION INC.
RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario) (la « Loi »), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1er janvier 2012. Au premier trimestre de 2014, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») a accordé à OPG une dispense lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1er janvier 2019. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1er janvier 2019. Se reporter à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*, *Exemption de présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis* pour plus de détails. Le présent rapport de gestion est daté du 13 mars 2015.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « pouvoir», « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif » et « stratégie », et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques*. Tous ces énoncés pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, à la performance des centrales, au coût lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, au rendement des fonds de placement, à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise en état d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, aux nouveaux projets de loi, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas à publier une mise à jour de ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (« LSAO »), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » ou l'« actionnaire »).

Au 31 décembre 2014, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 17 059 mégawatts (« MW »). OPG exploite deux centrales nucléaires, trois centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et deux turbines éoliennes. De plus, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre de 550 MW (la « centrale PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach de 560 MW (la « centrale Brighton Beach »). La quote-part de 50 % revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production de ces installations détenues en copropriété est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport. Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont comptabilisés à la valeur de consolidation, et la quote-part du bénéfice revenant à OPG est présentée dans les Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable du secteur Portefeuille de production liée par contrat.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Les produits tirés de ces centrales louées sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Les installations louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Structure de présentation de l'information d'OPG

À compter du 1er janvier 2014, OPG a révisé la composition de ses secteurs d'activité isolables afin de tenir compte des modifications apportées à son portefeuille de production et à ses procédures de communication interne de l'information. Ces modifications tiennent principalement compte des 48 centrales hydroélectriques d'OPG qui sont visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014 et de la fin de l'utilisation de charbon aux centrales Nanticoke et Lambton en 2013. Depuis le 1er janvier 2014, OPG compte les secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite, notamment (collectivement, les « installations réglementées ou visées par un règlement ») :

- les centrales hydroélectriques Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée
- les installations hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2
- les installations hydroélectriques R.H. Saunders
- les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* dans sa version modifiée
- la centrale nucléaire Pickering (la « centrale Pickering »)
- la centrale nucléaire Darlington (la « centrale Darlington »)

Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations en exploitation d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur

Portefeuille de production liée par contrat. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Capacité de production en service

La capacité de production en service d'OPG par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Production nucléaire réglementée	**6 606**	6 606
Production hydroélectrique réglementée[1]	**6 426**	6 432
Portefeuille de production liée par contrat[2]	**4 027**	3 748
Total	**17 059**	16 786

[1] Comprend la capacité des 48 centrales hydroélectriques qui étaient visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, dans sa version modifiée. La capacité de production de la période comparative a été ajustée pour tenir compte de la capacité de ces installations.

[2] Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service de 275 MW pour la centrale PEC et de 280 MW pour la centrale Brighton Beach. La capacité de production de la période comparative a été ajustée pour tenir compte de la quote-part revenant à OPG de la capacité des centrales PEC et Brighton Beach.

La capacité en service des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée au 31 décembre 2014 correspond essentiellement à la capacité au 31 décembre 2013.

Au cours de 2014, la capacité en service du secteur Portefeuille de production liée par contrat a augmenté de 279 MW. Par suite de la mise en service des six nouvelles unités de production construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami, la capacité du secteur s'est accrue de 438 MW, déduction faite de la production de la centrale Smoky Falls de 52 MW qui a été mise hors service en juillet 2014 en préparation de son déclassement prévu. Cet accroissement a été en partie contrebalancé par la mise hors service d'une unité alimentée au charbon à la centrale Thunder Bay. La fermeture des unités alimentées au charbon d'OPG a été imposée par la Province. La capacité de la seconde unité à la centrale Thunder Bay, qui était en cours de conversion à l'utilisation d'un biocombustible perfectionné au 31 décembre 2014, est comprise dans la capacité totale du secteur Portefeuille de production liée par contrat. L'unité convertie a été mise en service en janvier 2015.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET LA PRODUCTION NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

La CEO fixe les tarifs de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG. Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés qui sont autorisés par la CEO pour l'électricité produite par ces centrales pour les exercices clos les 31 décembre :

	2014		2013
($/MWh)	**À compter du 1er novembre**	**Avant le 1er novembre**	
Production nucléaire réglementée			
Tarif réglementé de base	**59,29**	**51,52**	51,52
Avenant tarifaire	**4,18**	**4,18**	6,27
	63,47	**55,70**	57,79
Production hydroélectrique réglementée			
Centrales hydroélectriques réglementées existantes			
Tarif réglementé de base	**40,20**	**35,78**	35,78
Avenant tarifaire	**2,02**	**2,02**	3,04
	42,22	**37,80**	38,82
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014			
Tarif réglementé de base	**41,93**	**s. o.**	s. o.

Les tarifs réglementés de base à compter du 1er novembre 2014 ont été établis par une ordonnance de la CEO rendue en décembre 2014 sur la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés. À compter du 1er novembre 2014, la CEO a également établi des tarifs réglementés pour les 48 centrales hydroélectriques qui étaient visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014. Avant le 1er novembre 2014, les revenus de ces 48 centrales hydroélectriques étaient fonction du prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les tarifs réglementés de base approuvés par la CEO devraient demeurer en vigueur jusqu'à ce qu'ils soient remplacés par une ordonnance ultérieure de la CEO.

Les avenants tarifaires sont établis par la CEO pour recouvrer ou rembourser les soldes approuvés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO. Les avenants tarifaires en vigueur en 2014 et en 2013 tenaient compte des conditions d'un accord de règlement (l'« accord ») entre OPG et des intervenants, qui prévoyait le recouvrement ou le remboursement de la plupart des soldes dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO au 31 décembre 2012. L'accord a été approuvé par la CEO en mars 2013.

L'ordonnance de la CEO rendue en décembre 2014 a autorisé le recouvrement de certains soldes dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2013 au cours de la période du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015. Les avenants approuvés de 2015 sont de 1,33 $ le mégawattheure (« MWh ») pour la production nucléaire et de 6,04 $/MWh pour la production hydroélectrique réglementée existante.

En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO sollicitant d'autres avenants tarifaires portant sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée, à compter du 1er juillet 2015, pour pouvoir utiliser les soldes au 31 décembre 2014, non encore recouvrés ou remboursés, dans la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO au 31 décembre 2014.

D'autres détails sur l'ordonnance de la CEO rendue en décembre 2014 et la demande d'OPG de recouvrer les montants dans les comptes d'écarts et de report sont présentés à la rubrique *Faits nouveaux*.

Production non réglementée

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, sauf lorsqu'une convention d'approvisionnement en énergie (« CAE ») conclue avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») ou une convention de recouvrement des coûts sont en vigueur.

Le 1er janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité poursuit ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Ainsi, la SIERE se substitue à l'OEO en tant que contrepartie aux CAE ou à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

Les centrales thermiques qui avaient un accord en vigueur en 2014 sont les suivantes :

- Centrale Lennox : la capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une convention conclue avec la SIERE pour la période du 1er janvier 2013 au 30 septembre 2022.
- Centrale Atikokan : la capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE conclue avec la SIERE.
- Centrales Lambton et Nanticoke : au cours de 2014, ces centrales alimentées au charbon ont fait l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). Cette entente prévoyait le recouvrement des coûts de ces centrales et faisait suite à la résolution de l'actionnaire et aux réglementations portant sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO_2 »). Le 1er novembre 2013, la SFIEO a donné un préavis par écrit selon lequel elle mettrait fin à l'entente de soutien d'urgence en date du 31 décembre 2013, puis elle a élaboré une modification permettant à OPG de recouvrer certains coûts liés à ces centrales pour l'exercice 2014. Ni l'entente de soutien d'urgence ni la modification ne prévoient le recouvrement des coûts pour les périodes après 2014. Pour plus de détails, se reporter aux informations fournies à la rubrique *Activités de base et stratégie*, *Actifs thermiques*.

De plus, en 2014, des CAE hydroélectriques conclues avec la SIERE étaient en vigueur à l'égard des centrales suivantes :

- Centrales Lac Seul et Ear Falls
- Centrale Healey Falls
- Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute
- Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling (collectivement les centrales du projet de la rivière Lower Mattagami). Les paiements aux termes de cette CAE pour la production des nouvelles unités de ces centrales ont débuté en janvier 2014 lorsque la première unité nouvelle a été mise en service. Les paiements aux termes de cette CAE pour la production des unités existantes de ces centrales ont débuté en décembre 2014 lorsque la dernière unité nouvelle a été mise en service.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour 2014 et 2013.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013
Revenus	**4 963**	4 863
Charges liées au combustible	**641**	708
Marge brute	**4 322**	4 155
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 615**	2 747
Amortissement	**754**	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**797**	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(714)**	(628)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	**77**	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(41)**	(35)
Impôts fonciers	**32**	53
Restructuration	**18**	50
	3 538	3 906
Bénéfice avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**784**	249
Autres revenus	**(3)**	(3)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**787**	252
Intérêts débiteurs, montant net	**80**	86
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**707**	166
Charge d'impôts	**139**	31
Bénéfice avant élément extraordinaire	**568**	135
Élément extraordinaire	**243**	-
Bénéfice net	**811**	135
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle[1]	**7**	-
Production d'électricité (TWh)[2]	**82,2**	80,8
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 433**	1 174

[1] A trait à la participation de 25 % de la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP »).

[2] Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La production d'électricité de la période comparative a été ajustée pour inclure 50 % de la production des centrales PEC et Brighton Beach.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 804 millions de dollars pour 2014, en hausse de 669 millions de dollars par rapport à 2013. Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire de 2014 a augmenté de 535 millions de dollars. Voici les principaux facteurs qui expliquent l'écart du bénéfice net :

Principaux facteurs qui ont augmenté le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- La hausse de 177 millions de dollars de la marge brute du secteur Production nucléaire réglementée par suite de l'augmentation de la production d'électricité de 3,4 térawattheures (« TWh »), en raison de la baisse du nombre de jours d'interruption fortuite aux centrales nucléaires Darlington et Pickering
- L'accroissement des revenus de 132 millions de dollars du secteur Production hydroélectrique réglementée en raison de la majoration des prix du marché au comptant de l'électricité au premier trimestre de 2014 par suite d'un hiver anormalement froid, en partie atténué par un recul des prix du marché au comptant de l'électricité plus tard dans l'année
- La progression du rendement du Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») de 79 millions de dollars, principalement attribuable à un meilleur rendement du Fonds pour combustible irradié relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié
- L'augmentation des revenus de 53 millions de dollars des six nouvelles centrales hydroélectriques construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami, qui ont été mises en service en 2014
- La baisse du coût des salaires de 57 millions de dollars grâce à l'amélioration de l'efficacité opérationnelle qui s'est traduite par une diminution de l'effectif
- La hausse des revenus de négociation, montant net, de 51 millions de dollars attribuable à l'amélioration des marges de l'énergie physique vendue à des marchés avoisinants, en raison des températures anormalement froides et de la hausse des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014
- La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales nucléaires attribuable à la baisse des coûts des interruptions en 2014
- La réduction des frais de restructuration en raison de la comptabilisation en 2013 des coûts des indemnités de départ de 50 millions de dollars liées aux centrales Lambton, Nanticoke et Thunder Bay

Principaux facteurs qui ont réduit le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- La radiation de 77 millions de dollars par suite du rejet réglementaire par la CEO de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara
- La hausse de la charge de désactualisation de 41 millions de dollars qui reflète l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires en 2014, comparativement à 2013, à cause de l'augmentation de la valeur actualisée de l'obligation sous-jacente pour tenir compte du passage du temps
- La diminution de 30 millions de dollars des revenus de la centrale Thunder Bay, principalement attribuable à la baisse des revenus tirés des contrats en raison de l'expiration du contrat de fiabilité impérative à la fin de 2013

La charge d'impôts a augmenté de 108 millions de dollars en 2014, par rapport à 2013, en grande partie par suite de la progression du bénéfice en 2014.

Parmi les centrales hydroélectriques auparavant non réglementées d'OPG, 48 ont été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014 en vertu d'une modification apportée au *Règlement de l'Ontario 53/05*. En 2014, OPG a comptabilisé d'autres actifs réglementaires pour des impôts reportés déjà comptabilisés qui devraient être recouvrés dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle à l'égard de ces centrales nouvellement réglementées, d'où un gain extraordinaire de 243 millions de dollars comptabilisé dans les états des résultats consolidés.

Résultats par secteur

Le tableau qui suit présente un sommaire du bénéfice d'OPG avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire par secteur d'activité pour les exercices clos les 31 décembre. Les principaux facteurs qui ont contribué à la progression du bénéfice en 2014, par rapport à 2013, ont été présentés ci-dessus. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire		
Production nucléaire réglementée	**217**	(24)
Production hydroélectrique réglementée	**502**	405
Portefeuille de production liée par contrat	**111**	(49)
Total de la production d'électricité des secteurs	**830**	332
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**(76)**	(122)
Services, activités de négociation et activités autres que de production	**33**	42
	787	252

Production d'électricité

La production d'électricité pour les exercices clos les 31 décembre s'est établie comme suit :

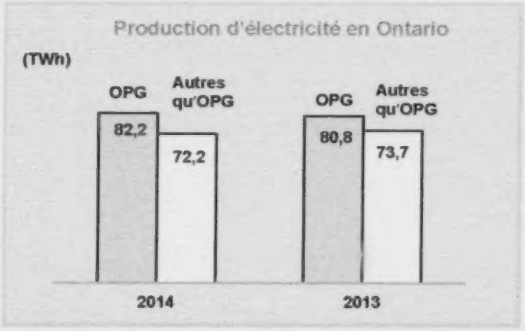
(TWh)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Production nucléaire réglementée	**48,1**	44,7
Production hydroélectrique réglementée		
Centrales hydroélectriques réglementées existantes	**19,2**	18,9
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014	**12,1**	12,5
Portefeuille de production liée par contrat[1]	**2,8**	4,7
Total de la production d'électricité d'OPG	**82,2**	80,8
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario	**72,2**	73,7

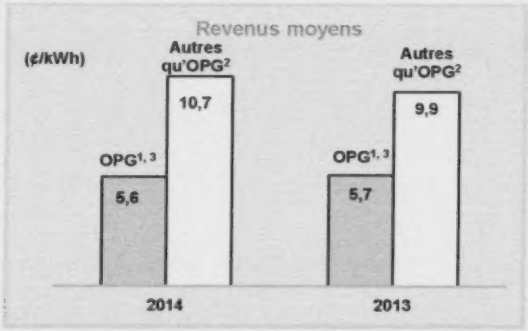
[1] Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

L'accroissement de la production en 2014, par rapport à 2013, tient principalement aux facteurs suivants :

- L'augmentation de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée attribuable à la diminution des jours d'interruption fortuite aux centrales Darlington et Pickering
- Une hausse de la production des centrales hydroélectriques réglementées existantes d'OPG grâce à l'augmentation des débits d'eau en 2014 de la rivière Niagara et du fleuve Saint-Laurent, en partie contrebalancée par
- La diminution de la production d'électricité dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat à cause de la mise hors service des unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke en 2013, conformément à la déclaration de l'actionnaire publiée en mars 2013
- La baisse de production des centrales hydroélectriques d'OPG visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014 en raison d'une augmentation de la prédominance des conditions liées à la production de base excédentaire en 2014, décrite ci-après

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande d'électricité résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques et des variations de la conjoncture économique. La demande primaire en Ontario s'est établie à 139,8 TWh en 2014, en légère baisse par rapport à 140,7 TWh en 2013. La suroffre d'énergie de base par rapport à la demande en Ontario a continué d'augmenter en 2014, en raison de la baisse de la demande primaire combinée avec une hausse de la production de base, principalement par les unités 1 et 2 de la centrale Bruce A et par la nouvelle capacité de production d'énergie éolienne et d'énergie solaire. La suroffre destinée au marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques, des centrales nucléaires et des ressources renouvelables reliées au réseau. Les réductions de la production des centrales hydroélectriques pour gérer les situations de production de base excédentaire entraîneront souvent un déversement d'eau. Comme la première mesure prise par la SIERE pour gérer la production de base excédentaire consiste à réduire la production des centrales hydroélectriques, la production hydroélectrique d'OPG a été considérablement touchée, au point de diminuer d'environ 3,2 TWh en 2014. L'incidence sur le bénéfice net des situations de production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées existantes d'OPG et, à compter du 1er novembre 2014, des centrales hydroélectriques nouvellement réglementées a été contrebalancée par l'incidence d'un compte d'écarts réglementaires. Sur la diminution de la production d'OPG de 3,2 TWh à cause des situations de production de base excédentaire, un volume de 1,9 TWh a été compensé par un compte d'écarts réglementaires autorisé par la CEO en 2014.





1 Les revenus moyens d'OPG comprennent les revenus des activités à tarifs réglementés, les revenus par référence au marché, les revenus tirés des CAE et les autres revenus tirés de l'énergie liés aux ententes de recouvrement des coûts. Pour 2014, les revenus moyens d'OPG ne comprennent pas les revenus liés aux ententes de recouvrement des coûts à l'égard des centrales Nanticoke et Lambton, car ces centrales ont mis hors service leurs unités alimentées au charbon en 2013. Les revenus moyens d'OPG ne comprennent pas non plus la quote-part revenant à OPG des revenus et de la production des centrales PEC et Brighton Beach.

2 Les revenus moyens des autres producteurs d'électricité (revenus moyens d'« autres qu'OPG ») correspondent à la demande horaire en Ontario multipliée par le prix horaire de l'énergie de l'Ontario (« PHEO »), majorée du total des paiements d'ajustements globaux, majorée de la somme des exportations horaires nettes multipliée par le PHEO, diminuée des revenus de production d'électricité d'OPG.

3 Les revenus des activités à tarifs réglementés inclus dans les revenus moyens d'OPG reflètent les tarifs réglementés, y compris les avenants tarifaires établis par la CEO. Pour connaître les tarifs réglementés en vigueur en 2014 et en 2013, se reporter à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Revenus moyens et prix de vente moyens

Les revenus moyens d'OPG reflètent les prix de vente moyens pour tous les secteurs de production d'électricité. La plus grande partie de la production d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Il est question des tarifs réglementés autorisés par la CEO pour l'électricité produite par les installations nucléaires exploitées par OPG et les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production nucléaire réglementée en 2014 s'est établi à 5,6 ¢/kWh, en regard de 5,7 ¢/kWh en 2013. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse d'un avenant tarifaire en 2014

portant sur le recouvrement des soldes approuvés dans les comptes d'écarts et de report, en partie compensée par une hausse du tarif de base réglementé approuvé par la CEO, à compter du 1er novembre 2014.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production hydroélectrique réglementée en 2014 a été de 4,0 ¢/kWh, contre 3,5 ¢/kWh en 2013. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix de vente reçus au premier trimestre de 2014, comparativement au même trimestre de 2013, pour la production des 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014. Avant l'ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés pour ces centrales à compter du 1er novembre 2014, les revenus tirés de leur production étaient fonction du prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Le prix de vente moyen pour ces centrales en 2014 s'est élevé à 5,0 ¢/kWh, par rapport à 2,8 ¢/kWh en 2013. La hausse en 2014 tient essentiellement à des températures anormalement froides au premier trimestre de 2014, en regard du trimestre correspondant de 2013, qui ont fait monter les prix du gaz naturel et la demande primaire en Ontario.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 1 433 millions de dollars en 2014, contre 1 174 millions de dollars en 2013. L'accroissement des flux de trésorerie provenant de l'exploitation est principalement attribuable au fait que les rentrées tirées de la production ont été plus élevées et que les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à production d'énergie nucléaire ont été moins élevées en 2014. L'augmentation des rentrées tirées de la production s'explique principalement par la baisse du nombre de jours d'interruption dans les centrales nucléaires d'OPG, par la hausse des prix du marché au comptant de l'électricité en raison des températures anormalement froides au premier trimestre de 2014 et par les revenus tirés des unités existantes et nouvelles dans le projet de la rivière Lower Mattagami. L'accroissement des flux de trésorerie provenant de l'exploitation a été en partie atténué par la diminution des rentrées tirées des avenants tarifaires moins élevés portant sur la production réglementée en 2014.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est demeurée à 2,8 fois pour 2014 et 2013. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation en 2014 reflète une hausse des flux de trésorerie d'exploitation en 2014, par rapport à 2013, atténuée par l'incidence de l'augmentation des intérêts débiteurs ajustés entrant dans le calcul de l'indicateur. La hausse des intérêts débiteurs s'explique principalement par l'augmentation des taux d'actualisation au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de 2013 et par l'accroissement des obligations au titre des prestations pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite.

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis. Elle ne devrait pas être considérée à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. OPG est d'avis que cette mesure financière non conforme aux PCGR est un indicateur efficace de son rendement et est conforme à sa stratégie d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. La définition et le rapprochement de la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés de la production et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Rendement des capitaux propres

Le rendement des capitaux propres (« RCP ») est un indicateur du rendement d'OPG qui convient à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Il est mesuré sur une période de 12 mois.

Le RCP pour 2014 a été de 8,5 %, comparativement à 1,5 % pour 2013. Le RCP s'est accru pour l'exercice surtout grâce à la progression du bénéfice net attribuable à l'actionnaire, y compris un gain extraordinaire de 243 millions de

dollars comptabilisé en 2014 relativement aux 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014. Le RCP pour 2014, calculé en fonction du bénéfice net attribuable à l'actionnaire à l'exclusion du gain extraordinaire, s'est établi à 6,0 %, ce qui reste une amélioration par rapport au RCP de 1,5 % pour 2013.

Le RCP d'OPG tient compte de la composante capitaux propres relativement élevée de sa structure du capital, par rapport à la structure du capital utilisée par la CEO pour déterminer les tarifs réglementés. La CEO fixe le rendement autorisé des investissements d'OPG dans des actifs réglementés, qui représentent environ 90 % des activités de la Société, d'après un taux de rendement prescrit et une structure du capital présumée. Dans sa décision de novembre 2014, la CEO a ajusté la structure du capital présumée pour l'établir à 45 % de capitaux propres et à 55 % de dettes, comparativement à 47 % de capitaux propres et à 53 % de dettes. La structure du capital réelle d'OPG (à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu) contient environ 60 % de capitaux propres. La composante capitaux propres plus élevée de la structure du capital réelle d'OPG, par rapport à la structure du capital présumée prescrite par la CEO, donne un RCP réel inférieur.

Le RCP n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis. Il ne devrait pas être considéré à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. La définition et le rapprochement du RCP sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés de la production et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Faits nouveaux

Demandes d'OPG auprès de la CEO

Nouveaux tarifs réglementés et réglementation des centrales hydroélectriques auparavant non réglementées

La décision de la CEO portant sur la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés déposée en septembre 2013 pour la production de ses centrales nucléaires et de ses centrales hydroélectriques réglementées existantes a été rendue le 20 novembre 2014, à la suite d'un processus d'audience publique. Cette décision a été suivie d'une ordonnance rendue par la CEO le 18 décembre 2014 établissant de nouveaux tarifs réglementés pour ces installations à compter du 1er novembre 2014. Étant donné la date d'entrée en vigueur de la décision, pour la période du 1er janvier 2014 au 31 octobre 2014, OPG a continué de comptabiliser des ajouts dans les comptes d'écarts et de report existants pour ses centrales nucléaires et ses centrales hydroélectriques réglementées existantes en conformité avec les décisions et ordonnances antérieures de la CEO. Ces ajouts tiennent compte des écarts entre les montants réels et les montants prévus intégrés dans les tarifs réglementés qui étaient en vigueur avant le 1er novembre 2014. Les tarifs réglementés du coût du service et les avenants tarifaires pour 2014 et 2013 sont présentés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

La décision et l'ordonnance de la CEO établissent également un tarif réglementé pour la production des 48 centrales hydroélectriques auparavant non réglementées, qui ont été visées par une réglementation des tarifs à compter du 1er juillet 2014, en vertu d'une modification du *Règlement de l'Ontario 53/05*. En fixant le tarif réglementé pour ces installations à compter du 1er novembre 2014, la CEO a déterminé que le tarif pour la production de ces centrales pour la période du 1er juillet 2014 au 31 octobre 2014 serait fonction du prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, que ces centrales avaient continué de recevoir pendant cette période de manière provisoire en vertu d'une ordonnance antérieure de la CEO. L'incidence comptable de l'application de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés pour les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées est présentée à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*.

Les nouveaux tarifs réglementés pour toutes les installations réglementées d'OPG ont été établis au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service sur deux ans en fonction des besoins de revenus, en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des

investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

La CEO a déterminé les nouveaux tarifs réglementés pour les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques réglementées existantes d'après le total des besoins de revenus sur 24 mois approuvé par la CEO pour 2014 et 2015 de 7,3 milliards de dollars. Ce montant tient compte d'une réduction de 833 millions de dollars des besoins de revenus soumis. Le tarif réglementé pour les 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées a été établi d'après les besoins de revenus sur 18 mois approuvés pour la période du 1er juillet 2014 au 31 décembre 2015 de 752 millions de dollars, soit 101 millions de dollars de moins que le montant soumis par OPG. Les ajustements les plus importants à la demande tarifaire d'OPG ont été les suivants :

- Les montants autorisés au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont été limités aux prévisions des dépenses au comptant d'OPG pour 2014 et 2015 au titre de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, lesquelles étaient inférieures d'environ 600 millions de dollars, incidences fiscales connexes comprises, par rapport à la demande d'OPG fondée sur les prévisions des charges à payer. Bien que cette réduction nuise aux flux de trésorerie d'OPG, son bénéfice pour 2014 n'en a pas beaucoup souffert, car la CEO a également autorisé un compte de report pour l'écart entre les dépenses au comptant d'OPG au titre de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite et les charges à payer. Le traitement réglementaire et le recouvrement futur des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont analysés plus en détail ci-dessous.
- Une réduction des coûts de rémunération globale de 100 millions de dollars pour 2014 et 2015 dans toutes les installations réglementées.
- Une augmentation de 0,5 TWh par année de la production nucléaire prévue utilisée pour établir les tarifs réglementés, qui a eu pour effet de diminuer davantage le tarif réglementé approuvé pour la production nucléaire.
- En établissant le nouveau tarif réglementé pour la production des centrales hydroélectriques réglementées existantes d'OPG, la CEO a approuvé l'inclusion de 1 365 millions de dollars dans la base tarifaire liée au projet du tunnel de Niagara, qui a été mis en service en mars 2013. Il s'en est suivi une radiation de 77 millions de dollars, qui a été imputée aux résultats en 2014.
- En établissant le nouveau tarif réglementé pour la production nucléaire d'OPG, la CEO a ordonné à OPG de réduire sa charge d'impôts réglementaire prévue étant donné qu'une perte fiscale réglementaire a été calculée pour 2013, de sorte que les besoins de revenus ont encore été réduits d'environ 70 millions de dollars.

En décembre 2014, OPG a déposé une requête demandant à la CEO de revoir et de modifier les parties de sa décision relatives au rejet de dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et celles relatives à l'utilisation de la perte fiscale réglementaire de 2013 en réduction de ses besoins de revenus pour 2014 et 2015. L'audience sur la requête a été fixée à la fin de mars 2015.

Dans le cadre de sa décision et de son ordonnance, la CEO a également approuvé, sans ajustements, le recouvrement des soldes dans quatre comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2013 totalisant 189 millions de dollars. La CEO a autorisé le recouvrement de ces soldes sur une période de 12 mois, au moyen d'avenants tarifaires portant sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementées existantes applicables du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015. De plus, la CEO a approuvé les prévisions soumises par OPG pour 2014 et 2015 concernant les coûts autres qu'en capital et les ajouts d'immobilisations en service liées au projet de remise en état de la centrale Darlington.

La CEO a également approuvé le maintien des comptes d'écarts et de report auparavant autorisés et, à compter du 1er novembre 2014, a étendu tous les comptes applicables aux installations hydroélectriques nouvellement réglementées, comme le demandait OPG. Les comptes d'écarts et de report liés aux installations réglementées

existantes et aux installations nouvellement réglementées sont analysés plus en détail à la note 5 des états financiers consolidés audités d'OPG.

Méthode de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Suivant la méthode déjà appliquée par la CEO pour établir les tarifs réglementés d'OPG, les besoins de revenus soumis par OPG dans sa demande de septembre 2013 comprenaient les prévisions des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour 2014 et 2015, calculées au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis. Dans sa décision et son ordonnance, la CEO a approuvé les besoins de revenus fondés sur les estimations des cotisations minimales d'OPG à son régime de retraite agréé et les prévisions des dépenses au comptant d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires. En ordonnant cette réduction, la CEO a convenu avec OPG et certaines autres parties qu'une instance générale sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite serait salutaire. La CEO a en outre indiqué que la transition à une méthode de comptabilité de trésorerie pour le recouvrement des montants au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour OPG, au besoin, serait abordée dans une instance tarifaire future visant OPG.

Dans l'attente de l'instance générale, la CEO a créé le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement. À compter du 1er novembre 2014, ce compte de report comptabilise l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les activités à tarifs réglementés calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes. OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 36 millions de dollars pour ce compte de report, accompagné d'une réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, pour la période de deux mois comprise entre le 1er novembre 2014 et le 31 décembre 2014. La CEO a indiqué que l'utilisation du solde dans le compte dépendra de l'issue de l'instance générale. La portée et la date de l'instance générale n'ont pas encore été annoncées par la CEO.

Demande sollicitant l'approbation du recouvrement des soldes dans les comptes d'écarts et de report

En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO sollicitant d'autres avenants tarifaires portant sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée, à compter du 1er juillet 2015, pour pouvoir utiliser les soldes au 31 décembre 2014, non encore recouvrés ou remboursés, dans la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO au 31 décembre 2014. Dans sa demande, OPG réclamait le recouvrement ou le remboursement de ces soldes au moyen de nouveaux avenants tarifaires à compter du 1er juillet 2015. Selon la mise à jour d'après les soldes réels au 31 décembre 2014, la demande d'OPG sollicite des avenants tarifaires portant sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée de respectivement 15,57 $/MWh et 3,55 $/MWh, sur des soldes dans les comptes d'écarts et de report d'environ 1,8 milliard de dollars dont le recouvrement est demandé. L'avenant tarifaire demandé pour la production hydroélectrique réglementée s'appliquerait à la production des centrales hydroélectriques existantes et des centrales nouvellement réglementées. La décision quant à la demande d'OPG sera prise par la CEO à la suite d'un processus d'audience publique qui a débuté au premier trimestre de 2015.

Nouveaux actifs de production en service

En 2014, les actifs suivants ont été mis en service :

- *Projet de la rivière Lower Mattagami* : En 2014, les six nouvelles unités de production ont toutes été mises en service, avant la date d'achèvement prévue et selon le budget approuvé de 2,6 milliards de dollars. Le projet a augmenté la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami de 438 MW.

- *Conversion à la biomasse d'Atikokan :* En juillet 2014, OPG a terminé la conversion à la biomasse de la centrale au charbon Atikokan, en avance sur la date d'achèvement prévue initialement. Les coûts du projet devraient respecter le budget de 170 millions de dollars. La centrale reconvertie a une capacité de 205 MW et est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse d'Amérique du Nord.

OPG a achevé la conversion à un biocombustible perfectionné d'une unité à la centrale Thunder Bay, et cette unité est entrée en exploitation commerciale en janvier 2015. La conversion de l'unité s'est achevée avant la date prévue et selon le budget approuvé de 7 millions de dollars.

Les principaux projets de développement de la capacité de production d'OPG sont analysés à la rubrique *Excellence des projets*.

Convention collective avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique

Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique représente quelque 5 600 employés d'OPG, soit environ 58 % de sa main-d'œuvre régulière. L'actuelle convention collective entre OPG et le syndicat a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 mars 2015. Des négociations en vue de conclure une nouvelle convention collective sont actuellement en cours avec le syndicat.

ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG consiste à produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. La mission d'OPG est d'être le producteur d'électricité à faibles coûts de l'Ontario en poursuivant trois grandes stratégies :

- Excellence opérationnelle
- Excellence des projets
- Durabilité financière

Excellence opérationnelle

OPG est engagée envers l'excellence dans les domaines de la production, de la sécurité et de l'environnement. L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques d'OPG est réalisée par la production d'électricité sécuritaire, fiable et économique.

Actifs de production nucléaire

L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sécuritaire, fiable et économique. Les quatre piliers des activités nucléaires sont la sécurité, la fiabilité, la performance humaine et l'optimisation des ressources. La sécurité des employés, la sécurité environnementale et la sécurité nucléaire sont les grandes priorités.

En 2014, les installations nucléaires se sont démarquées par une performance solide et une amélioration continue par rapport aux références de l'industrie. Les pratiques et les processus nucléaires sont régulièrement comparés à ceux d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cela permet à OPG d'identifier, d'élaborer et de prendre des mesures pour continuer d'améliorer la performance. Les principales réalisations de 2014 comprennent les suivantes :

- En avril 2014, la centrale Darlington a reçu sa deuxième note excellente d'affilée en matière de sûreté et de performance par suite de l'évaluation de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires.
- En août 2014, le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a présenté son évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour 2013. La centrale Darlington a obtenu la cote de sûreté et de réglementation la plus élevée, et c'est sa cinquième excellente

évaluation de rendement d'affilée. Le personnel de la CCSN a également attribué une cote positive en matière de sûreté et de réglementation à la centrale Pickering et a reconnu l'amélioration de son rendement dans les domaines de la radioprotection et de la sûreté.

- En janvier 2015, la CCSN a reconnu les efforts d'OPG concernant son Plan d'action intégré faisant suite à l'accident de Fukushima et confirmé que tous les points de ce plan étaient maintenant réglés. La mise en œuvre de ce plan par OPG comprenait un certain nombre d'améliorations clés en matière de sûreté donnant les moyens supplémentaires à OPG d'augmenter sa flexibilité pour répondre à des événements externes inattendus et extrêmement peu probables qui pourraient avoir une incidence sur plusieurs unités de centrales nucléaires en même temps. Le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG avait renforcé la défense des réacteurs et amélioré ses interventions en cas d'urgence aux deux centrales Darlington et Pickering par suite des leçons tirées de l'accident nucléaire de Fukushima.

Ces réalisations démontrent les efforts déployés par OPG en matière de sûreté ainsi que son engagement envers l'excellence opérationnelle.

En 2014, la production et la fiabilité des centrales nucléaires se sont améliorées par suite d'une diminution des jours d'interruption fortuite. Pour plus de détails, se reporter aux rubriques *Faits saillants*, *Production d'électricité*, et *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*, *Production nucléaire réglementée*.

En 2013, la CCSN a approuvé un permis d'exploitation collectif de cinq ans qui combine les permis d'exploitation des centrales Pickering A et B. Un point d'arrêt réglementaire a été ajouté au permis relativement aux canaux de combustibles et aux dates initiales de fin de vie présumée des unités 5 à 8 de la centrale Pickering. Pour satisfaire à ces exigences, OPG a dû fournir les résultats d'évaluations de sûreté supplémentaires dans le cadre d'une audience de la commission tenue en mai 2014 avec la participation du public, comme l'exigeait la CCSN. En juin 2014, la CCSN a approuvé la demande d'OPG de lever le point d'arrêt sur le permis. La levée de ce point d'arrêt autorise la centrale Pickering à aller de l'avant avec ses plans d'exploiter les unités 5 à 8 jusqu'en 2020. Le permis actuel d'OPG pour la centrale Pickering vient à échéance le 31 août 2018.

OPG s'efforce d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser l'état de l'équipement, la performance, la disponibilité et la production d'électricité. Une fiabilité accrue de l'équipement contribue généralement à accroître la sûreté nucléaire et à réduire les interruptions. OPG continue d'investir pour améliorer la performance de la centrale Pickering jusqu'en 2020 en visant plus particulièrement la mise en œuvre de modifications à l'équipement et d'améliorations en matière de fiabilité dans la manipulation de combustibles, la diminution des retards de réparation des équipements brisés ou endommagés et l'exécution de 3 000 bons de travail portant sur des travaux de priorité élevée ou des travaux critiques. Les investissements dans la centrale Pickering permettront d'assurer un approvisionnement en électricité fiable pour l'Ontario pendant que les réacteurs de la centrale Darlington seront remis en état. OPG a constaté que ces efforts avaient porté leurs fruits, y compris les évaluations techniques et celles portant sur la recherche qui permettent l'exploitation sécuritaire et fiable des unités jusqu'à leur fin de vie. En janvier 2015, l'unité 5 de la centrale Pickering a atteint 523 jours d'exploitation continue depuis sa dernière interruption planifiée, réalisation qui se classe au deuxième rang dans l'histoire de la centrale. OPG élabore des stratégies portant sur les ressources, y compris sur la planification de la main-d'œuvre, jusqu'à la fin des activités commerciales de la centrale Pickering, qui est prévue en 2020, tant que la période de stockage sécuritaire ne sera pas expirée.

L'exécution ordonnée des interruptions de la production nucléaire demeure une grande priorité. OPG continue d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance du travail réalisé pendant les interruptions et les rapports sur celui-ci. Les programmes d'inspection et d'essais nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires. Ces programmes visent à assurer que l'équipement fonctionne de façon fiable et sécuritaire. Les programmes d'interruptions planifiées des unités 5 à 8 de la centrale Pickering reflètent également l'objectif d'OPG d'exploiter les unités de cette centrale jusqu'en 2020. De plus, les activités de planification ont bien progressé en 2014 en vue d'un arrêt du bâtiment sous vide de la centrale Darlington prévu en

2015. Pendant l'arrêt du bâtiment sous vide, l'inspection et les essais des principales composantes du système de confinement à pression négative seront terminés, de même que les inspections des unités et les activités de maintenance qui comprennent les inspections des générateurs de pression et de vapeur, ainsi que la maintenance des turbines, des générateurs et des valves. À la centrale Darlington, un arrêt du bâtiment sous vide est requis tous les 12 ans et exigera la fermeture des quatre unités pendant l'arrêt. Environ 1 000 travailleurs viendront s'ajouter à l'effectif de la centrale pour mener à bien les programmes d'interruption, qui comportent quelque 40 000 tâches à accomplir. Ce sera le dernier arrêt du bâtiment sous vide avant le démarrage du projet de remise en état de la centrale Darlington, de sorte que son exécution est une étape critique pour la réussite du projet.

La conformité des processus et des procédures est suivie et gérée pour renforcer une culture forte en matière de sécurité et de performance aux centrales nucléaires. OPG continue de mettre en œuvre des programmes de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership.

Des solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de sécurité, de coûts et d'efficacité, ainsi que des objectifs financiers stimulants d'après une analyse comparative exhaustive représentent toujours une partie essentielle de la stratégie d'OPG visant à améliorer le rendement. Les cibles de dotation en personnel continuent d'être révisées et ajustées au besoin pour réduire les coûts d'exploitation, sans jamais compromettre la sécurité.

En décembre 2013, OPG a soumis à la CCSN une demande de renouvellement de permis pour la centrale Darlington qui porterait sur la période des travaux de remise en état. Les dates des audiences pour la demande de renouvellement de permis n'ont pas encore été arrêtées, mais les audiences devraient avoir lieu en août et en novembre 2015. Le permis existant de la centrale Darlington vient à échéance le 31 décembre 2015.

Actifs de production hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG qui sont actuellement visées par une réglementation des tarifs sont incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Les centrales hydroélectriques qui ne sont pas soumises à une réglementation des tarifs par la CEO font partie du secteur Portefeuille de production liée par contrat. Une description des secteurs d'activité isolables d'OPG est présentée à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Les installations hydroélectriques d'OPG s'efforcent de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, économique et responsable sur le plan de l'environnement.

OPG a défini les objectifs suivants pour ses installations hydroélectriques :

- Maintenir et améliorer les actifs existants pour en assurer le fonctionnement à long terme
- Exploiter les installations et en faire la maintenance de manière efficace et économique
- Miser sur l'expansion des centrales, lorsque cela est économique
- Maintenir et améliorer la fiabilité et la performance lorsqu'il est possible et économique de le faire
- Maintenir un excellent bilan en matière de sécurité des employés
- Chercher constamment à s'améliorer dans les domaines de la sécurité des barrages et des voies navigables, de la sécurité publique et de la performance environnementale
- Établir des relations avec les Premières Nations et les Métis, et chercher à les développer

Dans le cadre de la stratégie continue d'OPG visant à réduire les coûts et à accroître l'efficience, les activités de ses actifs hydroélectriques et thermiques ont été combinées en une seule et même organisation dans les régions qui offraient des possibilités d'utiliser plus efficacement les ressources. C'est ce qu'OPG a réussi à faire dans le nord-ouest et l'est de l'Ontario en 2014. Ainsi, OPG a pu réduire le nombre de hauts dirigeants et d'employés en fusionnant les fonctions de présentation de l'information financière et de soutien centralisé.

Une commission d'examen experte dans la sécurité des barrages, composée d'experts reconnus à l'échelle internationale, a précédemment conclu que le programme d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique se compare aux meilleures pratiques internationales sur un certain nombre de points visant à assurer

l'exploitation sécuritaire des barrages. OPG continue d'élaborer une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du ministère des Richesses naturelles et des Forêts (« MRNF ») de l'Ontario afin d'établir un ordre de priorité des risques relevés dans les évaluations de la sécurité des barrages et de les gérer. Cette approche devrait être utile en matière de sécurité et de coûts pour les prochaines mises à niveau de l'infrastructure existante.

OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité, maintenir le niveau de performance et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. Ces plans devraient être accomplis au moyen de la remise en état ou du remplacement des roues de turbine, des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle actuels, de même que de l'accroissement de la capacité totale des centrales hydroélectriques d'environ 45 MW au cours des cinq prochaines années. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures civiles vieillissantes au cours des cinq prochaines années.

En 2014, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets et a achevé d'importantes réparations d'équipement ainsi que la réfection de plusieurs centrales, notamment :

- l'achèvement d'importantes réparations d'équipement et des travaux de réfection de l'unité 5 de la centrale Des Joachims, de l'unité 3 de la centrale Pine Portage et de l'unité 11 de la centrale R.H. Saunders
- l'achèvement du remplacement d'un groupe de transformateurs à la centrale Pine Portage
- l'achèvement de la réfection de l'unité 3 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée
- la poursuite des travaux de réfection de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée, de l'unité 1 de la centrale Lower Notch et de l'unité 2 de la centrale Aguasabon

Les principaux projets de développement hydroélectrique d'OPG sont analysés à la rubrique *Excellence des projets*.

Actifs thermiques

Les trois centrales thermiques en exploitation d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, selon la demande d'électricité. Cette capacité confère au réseau d'électricité de l'Ontario la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau et élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario.

En avril 2014, OPG a mis hors service la dernière unité alimentée au charbon à la centrale Thunder Bay. Cette mesure a marqué l'abandon complet de la production au charbon par OPG, avant l'échéance du 31 décembre 2014 imposée par la Province.

Les actifs thermiques qui ne sont plus utilisés pour la production d'électricité sont inclus dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production une fois les actifs mis hors service. Avec la fin de la production thermique au charbon aux centrales Lambton et Nanticoke en 2013, OPG garde la possibilité de convertir ces centrales au gaz naturel ou à la biomasse dans l'avenir. Les centrales thermiques converties pourront offrir au système électrique de l'Ontario la souplesse continue de démarrages et d'arrêts quotidiens et le suivi de charge afin de répondre aux besoins du réseau et de compléter les sources d'énergie renouvelable non acheminables. Les activités requises pour garder cette option sont présentées dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production à compter de 2014. OPG cherche à recouvrer les coûts engagés pour conserver la possibilité de convertir ces unités. Si le recouvrement ne lui est pas permis, OPG envisagera toutes les options concernant l'avenir de ces centrales, y compris la fermeture complète et le déclassement. La décision de continuer à engager des coûts de conservation, faute d'un mécanisme de recouvrement des coûts, sera réexaminée au premier semestre de 2015.

En 2009, OPG a conclu une entente de soutien d'urgence avec la SFIEO, par suite de la mise en œuvre de cibles ou de plafonds d'émissions de CO_2 conformément aux bonnes pratiques des services publics, visant à maintenir les centrales Lambton et Nanticoke à des fins d'efficacité de l'approvisionnement et de fiabilité du réseau en fournissant à OPG des revenus suffisants pour recouvrer les coûts directs réels de ces centrales et rembourser les dépenses en immobilisations par la récupération de l'amortissement jusqu'au 31 décembre 2014. À la suite de la déclaration de

l'actionnaire publiée en mars 2013 signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon aux centrales Nanticoke et Lambton à la fin de 2013 au plus tard, devançant ainsi l'échéance du 31 décembre 2014, OPG et la SFIEO ont apporté une modification à l'entente de soutien d'urgence. Aux termes de cette modification, une résiliation anticipée de l'entente était permise, et OPG pouvait recouvrer les coûts réels qui ne pouvaient être raisonnablement évités ou réduits pendant la période entre la date de la fermeture devancée et la fin de 2014. Le 1er novembre 2013, la SFIEO a donné un préavis par écrit de son intention de mettre fin à l'entente de soutien d'urgence à compter du 31 décembre 2013, provoquant ainsi la modification qui a permis à OPG de recouvrer ces coûts en 2014. Les coûts de conservation ou les coûts de réaffectation de personnel liés aux centrales Lambton et Nanticoke qui ont été engagés en 2014 ne sont pas recouvrables aux termes de l'entente de soutien d'urgence.

Performance environnementale

Sa politique environnementale prévoit qu'« OPG doit respecter toutes les exigences légales et tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces exigences légales s'il convient de le faire sur le plan des affaires ». Aux termes de cette politique, OPG s'engage à :

- établir et maintenir un système de gestion environnementale
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue
- gérer ses sites de manière à maintenir ou, s'il convient de le faire sur le plan des affaires, à régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes

Les objectifs en matière de performance environnementale s'enchâssent eux aussi dans le processus de planification commerciale annuelle d'OPG. La performance est suivie et communiquée aux parties prenantes internes et externes.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant la performance environnementale d'OPG. En 2014, OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale. Dans le cadre de ce système, OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre d'un programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols. Pour plus de détails sur les risques environnementaux d'OPG, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*.

Au chapitre de l'environnement, OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2014 pour ce qui est des déversements, des infractions, de la production de déchets faiblement ou moyennement radiologiques, du volume expédié de déchets radioactifs qui ne peuvent être traités et des émissions de carbone 14. OPG n'a pas atteint ses objectifs de réduction des émissions de tritium dans l'atmosphère et dans l'eau, mais ces émissions sont tout de même demeurées inférieures à 1 % de la limite réglementaire.

L'exposition des citoyens aux rayonnements est estimée annuellement pour les personnes qui vivent ou travaillent près des centrales nucléaires. Pour le public, la dose annuelle émanant des activités de chaque centrale nucléaire est exprimée en microsievert (µSv), qui est l'unité de mesure internationale de la dose de rayonnement. Pour 2013, les doses annuelles du public découlant des activités des centrales Darlington et Pickering se sont établies à respectivement 0,6 µSv et 1,1 µSv, résultat qui représente environ 0,1 % de la limite légale annuelle de 1 000 µSv. Les doses mesurées pour l'exercice d'exploitation 2014 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2015. Elles ne devraient pas être très différentes des niveaux de 2013.

En réponse à la consigne du ministère de l'Énergie de cesser la production alimentée au charbon au plus tard le 31 décembre 2014, OPG avait mis hors service toutes ses unités alimentées au charbon en avril 2014, car tout le

stock de charbon existant avait été utilisé dans la dernière unité alimentée au charbon de la centrale Thunder Bay. Par conséquent, les émissions des centrales au charbon ont été minimales en 2014.

Pour les exercices clos les 31 décembre, les émissions de CO_2 et de gaz acides pour les centrales alimentées au charbon d'OPG ont été les suivantes :

	2014	2013
CO_2 *(millions de tonnes)*	**0,12**	3,16
SO_2 et NO_x *(gigagrammes)*	**0,46**	14,73

Pour réduire davantage ses émissions de gaz à effet de serre (« GES »), OPG se tourne vers les biocombustibles. La conversion de la centrale Atikokan à la biomasse a été terminée en juillet 2014, et la conversion d'une unité de la centrale Thunder Bay à un biocombustible perfectionné a été achevée en janvier 2015.

Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses autres initiatives pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter son rapport 2013 sur le développement durable (en anglais seulement) dans le site Web de la Société à www.opg.com.

Sécurité

OPG s'est engagée à réaliser une excellente performance en matière de sécurité et à chercher constamment à s'améliorer pour atteindre son objectif ultime de zéro blessure. La performance en matière de sécurité se mesure à l'aide de deux indicateurs principaux :

- Le taux d'accidents avec blessures
- Le taux de gravité des accidents

Dans l'ensemble, la performance d'OPG en matière de sécurité demeure constamment parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En novembre 2014 et pour la deuxième année d'affilée, l'Association canadienne de l'électricité a souligné le classement d'OPG dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics comparables pour son taux d'accidents avec blessures et son taux de gravité des accidents en 2013. D'après ses résultats, y compris la meilleure performance de son histoire pour le taux d'accidents avec blessures en 2014, OPG devrait garder sa place aux côtés des meilleures entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables en 2015.

	2014	2013
Taux d'accidents avec blessures (*blessures par 200 000 heures travaillées*)	**0,36**	0,61
Taux de gravité des accidents (*jours perdus par 200 000 heures travaillées*)	**1,31**	0,94

OPG demeure constante dans son engagement envers l'excellence en matière de sécurité, forte de sa solide culture de sécurité et en continuant d'améliorer les systèmes de gestion de la sécurité. En 2014, OPG a réussi la mise en œuvre d'un système intégré de gestion de la santé et de la sécurité ainsi que de procédures de contrôle du risque opérationnel à l'échelle de la Société. Cette initiative a permis de créer un seul système de gestion de la santé et de la sécurité pour OPG et de regrouper la gouvernance en matière de santé et de sécurité en un seul système, augmentant ainsi l'efficience et définissant des attentes de rendement uniformes dans l'ensemble de la Société.

En 2014, OPG a lancé son initiative de santé globale, qui vise à créer une culture de santé. Comme la culture de sécurité existante d'OPG, l'initiative appuie les employés et leur famille dans leurs efforts pour atteindre un niveau optimal de santé et de fonctionnement au moyen de l'éducation pour la santé, de la promotion de la santé, de la prévention des maladies et des blessures, et de l'intervention d'urgence.

OPG s'attend à ce que ses entrepreneurs fassent leurs travaux de manière sécuritaire dans ses sites. À cet effet, OPG a mis en œuvre un processus de présélection des nouveaux entrepreneurs et élaboré une gouvernance en

matière de sécurité des entrepreneurs tout en fournissant un appui à la sécurité sur place dans bon nombre de ses principaux projets.

Excellence des projets

OPG a entrepris plusieurs projets de développement de la capacité de production. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de la centrale Darlington, l'aménagement de nouvelles installations hydroélectriques et l'agrandissement de centrales existantes, le dépôt pour la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité, ainsi que la conversion des centrales alimentées au charbon à des combustibles de remplacement.

Suivi des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2014 :

Projet	Dépenses en immobilisations		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	Suivi
(en millions de dollars)	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Remise en état de la centrale Darlington	696	1 462			Le budget et l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devraient être disponibles en 2015. Se reporter à la mise à jour ci-après.
Lower Mattagami	387	2 369	2 600	Juin 2015	Les six unités nouvelles ont été mises en service avant la date prévue et selon le budget. Se reporter à la mise à jour ci-après.
Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité[1]	12[1]	179[1]			Se reporter à la mise à jour ci-après.
Conversion de la centrale Atikokan à la biomasse	24	168	170	Août 2014	La construction a été terminée avant la date prévue, et les coûts devraient respecter le budget. Se reporter à la mise à jour ci-après.

[1] Les dépenses sont financées par les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions actuelles, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie moyenne en 2019 ou en 2020. La remise en état des quatre unités permettra de prolonger la durée de vie de la centrale Darlington d'environ 30 ans. Le projet de remise en état de la centrale Darlington est un programme multiphase qui se compose des cinq grands lots de travaux suivants :

- Retubage et remplacement des conduits d'alimentation
- Turbines et générateurs
- Déchargement et manutention du combustible
- Générateurs de vapeur
- Reste de la centrale

La phase de définition du projet avance bien et est en bonne voie d'être terminée en 2015. En 2016, la première unité de la centrale sera interrompue pour qu'OPG en commence la remise en état.

Conformément aux exigences réglementaires de la CCSN énoncées dans le document d'application *RD-360 : Prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires* (« RD-360 »), OPG a effectué une série d'évaluations pour le projet de remise en état de la centrale Darlington. Les étapes clés sont les suivantes :

- En décembre 2013, OPG a soumis le rapport d'évaluation globale à la CCSN, qui l'a jugé conforme aux exigences réglementaires du RD-360 en avril 2014.
- L'évaluation environnementale (« EE ») a été acceptée par la CCSN en décembre 2012 et reconnue conforme aux exigences réglementaires. En avril 2013, l'EE a cependant été contestée par voie de demande d'examen judiciaire au motif qu'elle ne satisfaisait pas aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (la « Loi de 2012 ») et que l'audience avait privé les demandeurs de certains droits procéduraux. En novembre 2014, après un examen détaillé de toutes les preuves présentées, la Cour a rejeté la contestation, et il a été conclu que la CCSN et Pêches et Océans Canada n'avaient pas commis d'erreur dans leur décision en vertu de la Loi de 2012. En décembre 2014, quatre groupes environnementaux en ont appelé de la décision de la Cour fédérale.
- En juillet 2013, OPG a reçu l'évaluation de l'examen intégré de la sûreté (« EIS ») effectuée par le personnel de la CCSN, qui a confirmé que l'EIS est conforme aux exigences réglementaires applicables. OPG est tenue de déterminer et d'examiner les nouvelles révisions des codes appliqués au document de fondement de l'EIS pour la centrale Darlington ainsi que toute nouvelle expérience importante de l'industrie. En février 2014, cette mise à jour a été achevée et soumise à la CCSN. L'examen n'a pas révélé de nouvel élément de portée important.
- En décembre 2014, le personnel de la CCSN a avisé OPG que la portée réglementaire définie dans le plan de mise en œuvre intégré (« PMOI ») était acceptée et qu'elle ne changerait probablement pas. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de soumettre une version actualisée du PMOI pour corriger des modifications involontaires mineures relevées pendant leur examen. OPG prévoit soumettre une mise à jour du PMOI en mai 2015 qui sera incluse dans l'audience sur le renouvellement de permis en août 2015. OPG devrait obtenir l'approbation du PMOI par la CCSN dans le cadre du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Darlington d'ici le 31 décembre 2015.

En novembre 2014, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le financement de la partie résiduelle de la phase de définition du projet de remise en état. Cette demande comprenait le financement des livrables en 2015 d'un montant de 1 124 millions de dollars et reconfirmait la grande fiabilité de l'estimation des coûts sur le cycle de vie du programme à moins de 10 milliards de dollars en dollars de 2013, compte non tenu des intérêts capitalisés et de la hausse des prix. Un budget et un échéancier pour la remise en état des quatre unités de la centrale devraient être terminés et soumis à l'approbation du conseil d'administration en novembre 2015.

En 2014, OPG a achevé le simulateur intégré au complexe énergétique Darlington, réalisation qui marque une étape cruciale dans le projet de remise en état de la centrale Darlington. Un certain nombre de projets préalables à la phase d'exécution du projet de remise en état sont en cours à la centrale Darlington. L'un de ces projets préalables, la construction des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, a rencontré des difficultés. OPG a établi un plan révisé afin d'atténuer les risques liés aux complexités de la construction et à l'échéancier, y compris les plans d'urgence pour éviter les incidences éventuelles sur l'échéancier du projet de remise en état de la centrale Darlington.

Le projet de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation est le plus important lot de travaux du projet de remise en état de la centrale Darlington et occupe la plus grande partie de l'échéancier du chemin critique. Le simulateur pour le retubage et le remplacement des conduits d'alimentation intégré au complexe énergétique Darlington a été mis en service au premier semestre de 2014, avant la date prévue, donnant ainsi le coup d'envoi à la phase critique suivante de développement et d'essai des prototypes d'outils. En septembre 2014, la première plateforme de retubage a été installée dans le simulateur, de sorte qu'ont pu commencer les essais des outils prototypes qui constituent la dernière phase du développement de l'outillage.

Les autres principaux lots de travaux du projet, soit les travaux portant sur les turbines et générateurs, le déchargement et la manutention du combustible, les générateurs de vapeur et le reste de la centrale respectent l'échéancier.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans son Plan énergétique à long terme de 2013, le gouvernement de l'Ontario a indiqué qu'il n'irait pas de l'avant avec la construction de deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site Darlington pour l'instant; cependant, on mentionne également dans ce plan que le ministère de l'Énergie travaillera avec OPG afin de conserver le permis de préparation du site délivré par la CCSN. Ainsi, OPG entreprend les activités requises pour appuyer l'EE et conserver le permis existant.

Le 14 mai 2014, OPG a reçu la décision de la Cour fédérale du Canada sur un examen judiciaire de la délivrance du permis de préparation du site qui accueillerait les nouvelles unités de production nucléaire et sur un examen judiciaire relativement à l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington. Par suite de cette décision, la Cour fédérale a annulé le permis de préparation du site délivré par la CCSN. La Cour fédérale a ordonné que l'EE soit retournée à la commission d'examen conjoint (ou à une commission dûment constituée) pour un examen plus approfondi de trois points en particulier.

OPG, le procureur général du Canada et la CCSN en ont appelé de la décision devant la Cour d'appel fédérale. La date d'audience de cet appel n'a pas encore été fixée, mais l'audience devrait avoir lieu en 2015.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

Le Dépôt géologique en profondeur d'OPG sera conçu pour la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité provenant des centrales nucléaires qui lui appartiennent ou qu'elle exploite.

Les jours d'audience publique sur l'EE et le permis de préparation de l'emplacement et de construction ont pris fin en septembre 2014. OPG a fait plusieurs présentations à la commission d'examen conjoint et a répondu à de nombreuses questions de la part de la commission, y compris des questions et des requêtes émanant du public. En novembre 2014, la commission a clos la période d'audience publique pour l'EE, car elle a conclu qu'elle disposait de toute l'information nécessaire pour remplir son mandat. La commission n'acceptera pas d'autres commentaires ou informations. La commission devrait transmettre un rapport et des recommandations sur l'EE au ministère de l'Environnement fédéral en mai 2015. La décision du ministère de l'Environnement sur l'EE devrait être connue dans les 120 jours suivant le dépôt du rapport.

OPG a suspendu les activités de conception jusqu'à l'émission du permis de préparation du site et de construction par la commission d'examen conjoint. Lorsque la phase de conception détaillée, l'élaboration de l'échéancier et du budget et l'examen de la consultation avec la Nation des Ojibway Saugeen seront terminés, et avec l'approbation du conseil d'administration d'OPG, OPG ira de l'avant avec la construction. La date de mise en service du dépôt géologique en profondeur devrait avoir lieu six ou sept ans après le début de la construction.

Projet de la rivière Lower Mattagami

En juin 2010, les activités de construction ont démarré dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami en vue d'ajouter une autre unité de production aux centrales existantes Little Long, Harmon et Kipling et de remplacer la centrale Smokey Falls par une nouvelle centrale dotée de trois unités au site existant. Au 31 décembre 2014, le complexe en entier a été mis en service, en avance sur la date d'achèvement visée de juin 2015. Le projet a augmenté de 438 MW la capacité de ces quatre centrales du nord-est de l'Ontario, et son coût total respecte le budget approuvé de 2,6 milliards de dollars.

Voici la capacité et les dates de mise en service des nouvelles unités de production :

Centrale	Capacité en service (MW)	Date de mise en service
Unité additionnelle de la centrale Little Long	67	Janvier 2014
Unité additionnelle de la centrale Harmon	78	Juin 2014
Unité 1 de la centrale Smoky Falls[1]	89	Septembre 2014
Unité 2 de la centrale Smoky Falls[1]	89	Octobre 2014
Unité 3 de la centrale Smoky Falls[1]	89	Décembre 2014
Unité additionnelle de la centrale Kipling	78	Décembre 2014

[1] La nouvelle centrale Smoky Falls dotée de trois unités a remplacé la centrale Smoky Falls existante de 52 MW.

En vertu de la convention de société en commandite, lorsque de nouvelles unités sont mises en service, la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, peut acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % de la valeur des actifs au moyen de son investissement dans LMLP. En 2014, la société financière Amisk-oo-Skow a fourni un apport de 141 millions de dollars pour acquérir sa participation dans LMLP. Au 31 décembre 2014, la société financière Amisk-oo-Skow détenait une participation de 25 % dans LMLP.

Conversion à la biomasse de la centrale Atikokan

En juillet 2014, un projet de deux ans visant à convertir à la biomasse la centrale au charbon Atikokan a été mené à bonne fin, en avance sur la date d'achèvement prévue initialement. Le coût du projet devrait respecter le budget de 170 millions de dollars.

La centrale Atikokan est actuellement la plus grande centrale d'Amérique du Nord qui soit entièrement alimentée à la biomasse. À l'échelle mondiale, la biomasse est reconnue comme un combustible qui favorise l'atténuation des changements climatiques. La centrale convertie a une capacité de 205 MW et fait l'objet d'une CAE de dix ans avec la SIERE jusqu'en 2024.

Conversion au biocombustible perfectionné de la centrale Thunder Bay

En juin 2014, OPG et la SIERE ont signé la CAE sur l'alimentation à la biomasse de la centrale Thunder Bay d'une durée de cinq ans pour la conversion d'une unité de la centrale à un biocombustible perfectionné. OPG a terminé la conversion de l'unité qui est entrée en exploitation commerciale en janvier 2015. L'unité convertie a une capacité en service de 153 MW. La conversion de l'unité s'est terminée avant la date prévue et selon le coût estimatif approuvé de 7 millions de dollars. L'unité convertie pourra fournir l'électricité renouvelable et acheminable requise pour répondre à la demande.

Centrale New Post Creek

En 2014, OPG et la SIERE ont poursuivi leurs négociations sur une entente d'achat d'électricité pour la centrale Peter Sutherland Sr de 28 MW, dont la création a été proposée. La centrale devrait être construite au moyen d'un partenariat entre OPG et Coral Rapids Power L.P., filiale en propriété exclusive de la Première Nation Taykwa Tagamou.

Durabilité financière

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un niveau constant de performance financière qui assure un rendement financier durable à long terme et de maintenir la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province. Cette priorité comporte trois objectifs :

- Améliorer la rentabilité en augmentant les revenus
- Accroître l'efficience et réduire les coûts
- Assurer une solide situation financière qui permet à OPG de financer ses activités et ses projets de développement de la capacité de production

Croissance des revenus

La stratégie d'OPG en matière de revenus est axée sur la croissance des revenus, tout en tenant compte des répercussions sur les consommateurs ontariens. OPG dispose de plusieurs sources de revenus, notamment :

- les revenus réglementés tirés des installations nucléaires et hydroélectriques visées par règlement
- avant le 1er novembre 2014, les revenus fondés sur les prix du marché au comptant de l'électricité pour la production des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014
- les revenus tirés des CAE et des conventions de recouvrement des coûts pour ses installations non réglementées
- les revenus autres que de production

L'électricité produite par les centrales visées par règlement est assujettie à des tarifs réglementés déterminés par la CEO. Les objectifs d'OPG à l'égard de ses activités réglementées consistent à démontrer clairement que les coûts qui y sont associés sont engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouvrés en entier, et à dégager un rendement approprié de ses actifs réglementés. Les revenus d'OPG tirés de ses installations visées par règlement ont augmenté par suite des nouveaux tarifs réglementés établis par la CEO à compter du 1er novembre 2014. Bien que ces tarifs représentent une hausse par rapport aux tarifs auparavant en vigueur, ils sont bien inférieurs à ceux demandés par OPG d'après ses coûts prévus, ce qui nuit à la capacité d'OPG de dégager le taux de rendement prescrit par la CEO sur les actifs réglementés.

En décembre 2014, OPG a déposé une requête demandant à la CEO de revoir et de modifier les parties de sa décision établissant les nouveaux tarifs réglementés en vigueur à compter du 1er novembre 2014 relativement au rejet de certaines dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, ainsi que celles sur l'utilisation de la perte fiscale réglementaire de 2013 en réduction des besoins de revenus pour 2014-2015. L'audience de la requête a été fixée à la fin de mars 2015.

En décembre 2014, OPG a également déposé une demande auprès de la CEO sollicitant son approbation pour recouvrer les soldes au 31 décembre 2014 dans la plupart des comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés au moyen d'avenants tarifaires à compter du 1er juillet 2015. Les périodes de recouvrement proposées par OPG lui permettraient de réaliser des revenus supplémentaires d'environ 1,3 milliard de dollars pour la période 2015-2016. Ces revenus supplémentaires refléteraient le recouvrement des soldes liés aux périodes antérieures, et, bien que ce recouvrement puisse avoir un effet positif sur la trésorerie, OPG ne s'attend toutefois pas à une incidence importante sur le bénéfice. De la même façon, au premier trimestre de 2013, la CEO a établi des avenants tarifaires permettant à OPG de recouvrer 633 millions de dollars pour la période 2013-2014 sur les soldes au 31 décembre 2012 dans la plupart des comptes d'écarts et de reports autorisés.

OPG attend une décision de la Cour suprême du Canada sur l'appel de la CEO de l'appel d'OPG de la décision de la Cour divisionnaire de l'Ontario relativement à la décision de mars 2011 de la CEO, qui rejetait la demande de recouvrement d'une partie des coûts de rémunération des centrales nucléaires d'OPG à même les tarifs réglementés. La Cour suprême du Canada a accordé à la CEO son autorisation d'en appeler de la décision, et l'appel a été entendu en décembre 2014. La décision de la Cour est attendue en 2015.

En 2015, OPG prévoit déposer auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés pour la production des installations réglementées devant entrer en vigueur en 2016. La CEO s'attend à ce que ces tarifs soient déterminés à l'aide d'une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques, et une approche de tarification selon le coût prévu du service sur trois à cinq ans pour les activités nucléaires. La réglementation incitative implique généralement un plus grand découplage entre les tarifs réglementés et les coûts réels de l'entité réglementée. À compter de décembre 2014, OPG a tenu plusieurs réunions avec ses parties prenantes pour discuter des détails de ces méthodes de tarification qui s'appliquent à ses activités réglementées.

Une plus grande certitude des revenus pour pratiquement toute la production auparavant non réglementée d'OPG qui était assujettie aux prix du marché au comptant de l'électricité s'est concrétisée en 2014, étant donné que les 48 centrales hydroélectriques auparavant non réglementées ont commencé à recevoir des tarifs réglementés le 1er novembre 2014. La mise en service tout au long de 2014 des nouvelles unités des centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami contribue également à la certitude et à la croissance des revenus d'OPG. Les centrales du projet de la rivière Lower Mattagami font l'objet d'une CAE hydroélectrique avec la SIERE qui prévoit le recouvrement des besoins de revenus sur toute la durée des conventions.

OPG reçoit aussi des revenus autres que de production d'électricité d'un certain nombre de sources, notamment : les ventes d'isotopes et d'eau lourde; la location des centrales nucléaires Bruce A et B; des coentreprises avec les centrales alimentées au gaz à cycle combiné PEC et Brighton Beach; les activités de négociation et les activités autres que de couverture; la location de propriétés immobilières; et la prestation de services techniques et de conception à des tierces parties. L'avantage associé aux revenus nets tirés de la location des centrales Bruce et des ententes connexes, ainsi que d'une partie des ventes d'isotopes et d'eau lourde, est au profit du consommateur, puisqu'il a pour effet de réduire les tarifs réglementés tirés de la production des centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG. Pour augmenter ses revenus autres que de production d'électricité tirés des activités non réglementées, OPG, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Canadian Nuclear Partners Inc. (« CNP »), continue d'explorer des possibilités de fournir des services de gestion et des services techniques à d'autres entreprises de services publics et d'autres organisations du secteur de l'électricité.

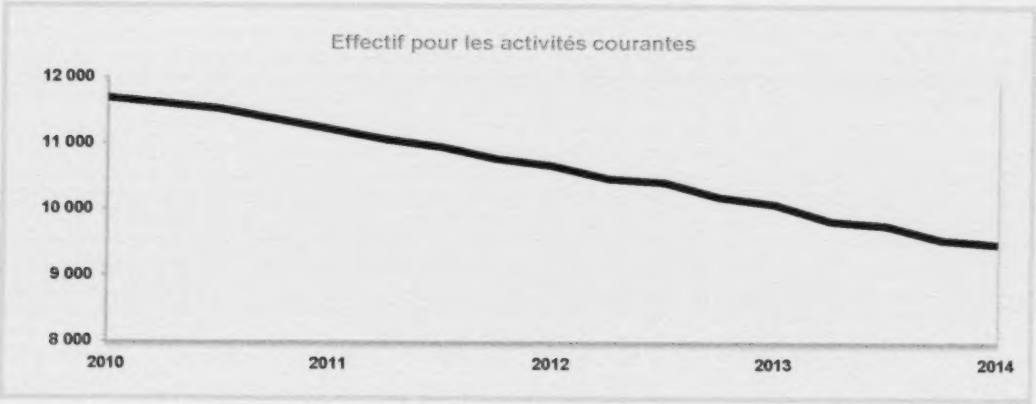
Accroître l'efficience et réduire les coûts

OPG s'applique à réduire les coûts en cherchant constamment à améliorer l'efficience et la productivité. Pour ce faire, OPG a lancé en 2011 une initiative de transformation des activités sur plusieurs années afin de devenir une société simplifiée et dotée d'une structure de coûts viable. Dans le cadre de cette initiative, OPG a mis en œuvre un modèle organisationnel centralisé pour utiliser les ressources plus efficacement. Chaque unité fonctionnelle a également lancé des initiatives pour améliorer l'efficience et réduire les coûts. De plus, OPG a entrepris une initiative à grande échelle, le Projet de regroupement des systèmes d'entreprise (« PRSE »), pour rationaliser les systèmes logiciels de la Société et améliorer davantage les processus d'affaires en introduisant une plateforme logicielle commune. Le 1er janvier 2015, OPG a réussi la mise en œuvre du PRSE, qui a permis d'intégrer les systèmes d'entreprise qui prennent en charge les activités des centrales, les achats, les paiements et la déclaration des temps de travail.

Les initiatives de réduction des coûts d'OPG entraînent des changements durables, tout en assurant que les activités d'OPG ne nuisent pas à la sûreté, à la fiabilité et à la durabilité de l'environnement. Grâce aux efforts déployés au cours des quatre dernières années, les principes et objectifs du projet de transformation des activités sont maintenant enchâssés dans les valeurs, les comportements et les processus. Dès maintenant, OPG continuera de relever des possibilités de réduire les coûts et de travailler plus efficacement.

La mise en œuvre d'un modèle organisationnel centralisé a eu des répercussions sur les rôles et rapports hiérarchiques existants des employés. En 2014, des équipes composées de gestionnaires et de délégués syndicaux ont mené à bien le placement de tous les employés représentés par un syndicat dans des postes de la nouvelle structure organisationnelle pour tenir compte du modèle centralisé.

Jusqu'à présent, OPG a réalisé des économies d'environ 550 millions de dollars au moyen de réductions de l'effectif pour les activités courantes de quelque 2 200 personnes pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2014. À la fin de 2014, OPG avait dépassé son objectif de réduction de l'effectif pour 2015. OPG prévoit réduire encore son effectif d'environ 500 employés, principalement par attrition, d'ici 2017.



Raffermir la situation financière

En plus de ses projets visant à augmenter les revenus, à atteindre l'efficience et à réduire les coûts, OPG met aussi en œuvre les quatre stratégies suivantes pour raffermir sa situation financière :

- **Maintenir des liquidités suffisantes :** Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. En 2014, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 259 millions de dollars. En 2014, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire de 1 milliard de dollars et l'a prorogée jusqu'en mai 2019. OPG disposait également d'une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars auprès de la SFIEO qui est venue à échéance le 31 décembre 2014. En décembre 2014, OPG a conclu une convention de facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui de ses besoins de financement pour la période 2015-2016. OPG prévoit continuer de recourir aux marchés financiers, s'il y a lieu, pour obtenir du financement abordable pour ses projets futurs de développement de la capacité de production.
- **Conserver des notations de crédit de première qualité :** Les notations de crédit de première qualité actuelles d'OPG lui ont permis d'obtenir du financement à des taux d'intérêt avantageux. En août 2014, Standard & Poor's a maintenu la notation à long terme d'OPG à A- avec une tendance négative. En mars 2014, DBSR Ltd. a maintenu à A (bas) la note à long terme d'OPG et a attribué une note de R-1 (bas) à son papier commercial. Toutes les notes attribuées par DBSR Ltd. ont une perspective stable.
- **Réaliser les projets de développement de la capacité de production en respectant les paramètres économiques, en recouvrant les coûts et en dégageant un rendement approprié :** OPG évalue les possibilités de développement de la capacité de production au moyen d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques détaillées. Les fonds attribués aux projets sont garantis et débloqués par tranches en suivant des étapes précises et en tenant compte de la nature du projet et des risques qui y sont liés. Pour les projets de développement de la capacité de production qui ne font pas partie des actifs réglementés par la CEO, OPG cherche à conclure des ententes génératrices de revenus adéquates avant l'approbation d'un projet. Pour les projets de développement de la capacité de production soumis à la réglementation des tarifs de la CEO, OPG s'applique à démontrer à la CEO qu'elle fait preuve de prudence en ce qui concerne ses plans d'investissement et ses dépenses. En 2014, OPG a poursuivi ses négociations portant sur des CAE pour de nouveaux projets de développement et de conversion. Les mises à jour sur ces projets sont présentées à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence des projets.*
- **Évaluer la performance financière :** OPG évalue constamment sa performance financière à l'aide de mesures financières et de notations de crédit clés, comme le rendement des capitaux propres (« RCP ») et

la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation. Se reporter aux informations sur le RCP et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

La capacité d'OPG à exécuter sa stratégie d'entreprise et à produire des résultats dépend des facteurs clés suivants :

Fiabilité des actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures visant à améliorer la fiabilité et la prévisibilité de son portefeuille d'actifs de production. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle et permettent d'atténuer les risques. En 2014, des activités de recherche, d'inspection et de maintenance associées aux canaux de combustibles ont été menées pour s'assurer que les centrales nucléaires d'OPG peuvent prolonger leur durée de vie en toute sécurité, comme prévu. Les investissements dans le matériel de production et les diminutions des travaux en retard ont continué d'améliorer la fiabilité globale, et des initiatives visant l'ensemble du parc de centrales ont été mises en œuvre pour régler des problèmes touchant toute l'industrie et améliorer l'efficience.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement vieillissant, moderniser les roues des turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour maintenir et améliorer encore l'efficience et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

Planification et exécution des projets

OPG poursuit et réalise un certain nombre de projets et de possibilités de développement de la capacité de production, comme il est décrit à la rubrique *Activités de base et stratégie*. OPG continue également de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. Pour réaliser sa stratégie d'excellence des projets et mener à bien les projets selon le budget et l'échéancier, OPG continue d'améliorer sa capacité de planifier et d'exécuter des projets. Le processus de planification et de préparation des projets comprend l'élaboration de plans d'urgence pour la gestion des difficultés éventuelles, la création et la tenue de registres détaillés sur les risques et le suivi des progrès par rapport à des étapes préétablies. De plus, la responsabilité de chaque projet est également définie à l'échelon qui convient, et le projet fait l'objet d'une surveillance par la haute direction et des comités du conseil d'administration.

Efficiences d'exploitation

OPG prête constamment attention à la réduction des coûts et aux efficiences. Pour réaliser des progrès, OPG a effectué une restructuration qui a consisté à regrouper les activités des secteurs hydroélectrique et thermique, à réorganiser ses activités commerciales afin de tirer profit d'occasions d'affaires, et à mettre en œuvre un modèle évolutif de prestation de services centralisé pour les fonctions de soutien à l'entreprise. La Société a simplifié ses processus opérationnels et ses processus des projets pour alléger davantage son exploitation.

Gens et culture

OPG a tiré parti de l'attrition pour atteindre ses objectifs en matière de ressources humaines en réalignant les tâches et en rationalisant les processus. OPG cible aussi la communication et la mise en application de ses valeurs et des comportements qu'elle attend de ses employés afin de pouvoir instaurer des changements culturels à l'échelle de la Société.

OPG maintient l'importance d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre au moyen de programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir. Dès 2015, OPG mettra en œuvre un programme de développement du potentiel dans l'ensemble de la Société. Ce programme de perfectionnement interfonctionnel de 18 mois est conçu pour identifier et former des candidats à des postes de leadership futurs alors qu'ils en sont relativement au début de leur carrière. OPG prévoit engager des gens compétents et verra à leur perfectionnement afin d'avoir le talent nécessaire pour maintenir le rythme de son changement et son leadership. La Société a aussi un programme actif de planification de la relève et continue d'instaurer des programmes de développement du leadership à l'échelle de l'organisation. En outre, OPG a entrepris une initiative globale de planification de la main-d'œuvre. Elle a également établi des processus de surveillance continue afin d'évaluer les risques, les problèmes et les besoins de recrutement.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de requalification périodique. En plus de maintenir à jour son programme complet de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

Au 31 décembre 2014, OPG comptait environ 9 700 employés à plein temps et environ 980 employés saisonniers, travailleurs de la construction temporaires, employés contractuels et employés temporaires. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- **Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique** – Ce syndicat représente quelque 5 600 employés d'OPG, soit environ 58 % de son effectif permanent. Sont membres de ce syndicat les opérateurs, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 mars 2015. Des négociations en vue d'une nouvelle convention collective sont en cours avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique.
- **The Society of Energy Professionals** – Ce syndicat représente quelque 3 000 employés d'OPG, soit environ 31 % de son effectif permanent. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. La convention collective actuelle avec ce syndicat a été établie au moyen d'une décision arbitrale rendue le 8 avril 2013. Cette convention collective a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 décembre 2015. Au deuxième trimestre de 2013, le syndicat a déposé à la Cour supérieure de justice de l'Ontario une demande de révision judiciaire à l'égard de la décision arbitrale. La cause a été entendue par la Cour divisionnaire de l'Ontario le 30 octobre 2014, et une décision a été rendue le 27 novembre 2014, rejetant la demande du syndicat. En décembre 2014, le syndicat a présenté une requête en autorisation d'appel de la décision de la Cour divisionnaire. La requête a été entendue, et une décision est attendue dans les prochains mois.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 19 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou par l'entremise de l'EPSCA. Un certain nombre de conventions avec l'EPSCA ont la même date d'échéance du 30 avril 2015, et les préparatifs des négociations pour leur renouvellement sont en cours.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

En date du 1er janvier 2014, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Pickering et Darlington. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et de services comme la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG, ce qui a pour effet de réduire les tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent dans la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion du Fonds pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »), et les activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs nucléaires, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels (aussi appelés coûts variables) liés aux grappes de combustible irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité produits qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts variables sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Le secteur englobe les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Il comprend également les résultats des 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées, pour lesquelles les données comparatives, auparavant présentées dans le secteur Production

hydroélectrique non réglementée dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels de 2013 d'OPG, ont été reclassées pour les rendre conformes à cette nouvelle présentation.

De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations, ce qui a pour effet de réduire les tarifs hydroélectriques réglementés d'OPG.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales d'OPG qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme. Les activités des centrales qui ne font pas actuellement l'objet d'un contrat ou d'une réglementation des tarifs, mais qui sont disponibles pour produire et vendre de l'électricité, au besoin, sont aussi incluses dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat.

Puisque les centrales Lambton et Nanticoke ont produit de l'électricité jusqu'à la fin de 2013, les activités liées à ces centrales pour la période comparative sont présentées dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat. Ces centrales ont mis hors service leurs unités alimentées au charbon par suite de la déclaration de l'actionnaire publiée en mars 2013 signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon à ces centrales à la fin de 2013 au plus tard. Par conséquent, à compter du 1er janvier 2014, les activités liées aux centrales Lambton et Nanticoke sont présentées dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Les données comparatives des centrales non réglementées, auparavant présentées dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels de 2013 d'OPG, ont été reclassées pour les rendre conformes à cette nouvelle présentation.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La centrale Brighton Beach fait l'objet d'une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc., et la centrale PEC est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec la SIERE. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à ses participations dans les centrales PEC et Brighton Beach est elle aussi incluse dans ce secteur.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à la réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent à l'électricité qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de

la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus du secteur. En outre, le secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières et d'autres services non réglementés. Les activités susmentionnées étaient auparavant présentées dans le secteur Divers dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels de 2013 d'OPG.

Les informations de la période comparative ont été ajustées pour tenir compte des changements apportés aux secteurs d'activité isolables d'OPG et sont désignées « ajustées ».

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

Les indicateurs clés de rendement qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont des mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. OPG évalue la performance de ses centrales à l'aide de divers indicateurs clés, qui varient selon la technologie de production.

En date du 1er janvier 2014, OPG a révisé la composition de ses secteurs d'activité isolables afin de tenir compte des modifications apportées à son portefeuille de production et à ses procédures de communication interne de l'information. Ayant mis hors service les unités alimentées au charbon aux centrales Nanticoke et Lambton, OPG n'utilise plus le taux de garantie d'activation de la production thermique et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique par MWh comme indicateurs de rendement. De plus, OPG présentait auparavant le coût énergétique de l'unité de production nucléaire et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales hydroélectriques. À compter du 1er janvier 2014, OPG a adopté le coût total de la production nucléaire par MWh comme indicateur de rendement relatif aux coûts pour ses centrales nucléaires et présente la disponibilité hydroélectrique comme seule mesure de la fiabilité de ses centrales hydroélectriques. OPG continue de présenter le facteur de capacité des unités de production nucléaire comme mesure de la performance de ses centrales nucléaires, et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh comme mesure de la rentabilité de ses centrales hydroélectriques.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base. Elles ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été maximale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et fortuites de la production. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, telles que la non-disponibilité liée au réseau.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh est utilisé pour mesurer le rendement en matière de coûts des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme le total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration entièrement réparties des activités nucléaires courantes, y compris le total des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les charges au titre du combustible nucléaire qui comprennent les charges liées à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié, ainsi que les dépenses en immobilisations pour les activités nucléaires courantes, divisés par la production nucléaire d'électricité nette.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe. Elles fournissent une source d'énergie renouvelable sûre, fiable et à faible coût. La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle est représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques d'OPG. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, y compris les coûts des services de soutien centralisés répartis, divisé par l'énergie hydroélectrique produite. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières Nations.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques

Une mesure de la fiabilité des centrales thermiques est la proportion du temps pendant lequel les centrales sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production. Il est obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Rendement des capitaux propres

Le RCP est un indicateur du rendement d'OPG qui convient à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Le RCP correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour la période. La définition du RCP a été précisée au 1er janvier 2014 par suite de l'établissement d'une participation sans contrôle, qui correspond aux apports en capital fournis par la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première nation Moose Cree, à LMLP. Pour d'autres détails, se reporter aux rubriques *Faits saillants, Rendement des capitaux propres* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations de paiement d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Elle est mesurée sur une période de 12 mois. Pour d'autres détails, se reporter aux rubriques *Faits saillants, Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR, Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation*.

Le RCP et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Ils ne devraient pas être considérés à titre de substituts au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est toutefois d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et conviennent à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur pour son actionnaire.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance, de rendement et de rentabilité, OPG a relevé certaines mesures relatives à l'environnement et à la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique Activités de base et stratégie.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	2014	2013
Ventes de la production réglementée	**2 709**	2 552
Comptes d'écarts	**(41)**	55
Divers	**347**	282
Total des revenus	**3 015**	2 889
Charges liées au combustible	**313**	296
Comptes d'écarts et de report	**(55)**	(59)
Total des charges liées au combustible	**258**	237
Marge brute	**2 757**	2 652
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**1 983**	2 022
Amortissement	**529**	626
Impôts fonciers	**28**	29
Bénéfice (perte) avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**217**	(25)
Autres revenus	-	(1)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**217**	(24)

Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire du secteur s'est établi à 217 millions de dollars en 2014, contre une perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 24 millions de dollars en 2013. Cette augmentation de 241 millions de dollars est principalement attribuable à une hausse de la production et à une réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les revenus ont également profité des nouveaux tarifs réglementés, entrés en vigueur le 1er novembre 2014, qui ont été approuvés par la CEO dans son ordonnance de décembre 2014.

La hausse de la production d'électricité de 3,4 TWh a amélioré les marges brutes de 177 millions de dollars. La hausse de la production est attribuable à une diminution du nombre de jours d'interruption fortuite aux centrales Darlington et Pickering par rapport à 2013. La réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration s'explique principalement par la baisse des coûts des interruptions et des salaires. La baisse des coûts des salaires est surtout le fait de l'accroissement de l'efficacité opérationnelle qui a permis de réduire l'effectif.

Les revenus de production de 2014 reflètent l'incidence d'une baisse d'un avenant tarifaire, en partie compensée par une augmentation des tarifs réglementés de base en novembre et en décembre, qui a rétréci les marges brutes de 35 millions de dollars. Les avenants tarifaires ont été établis par la CEO pour recouvrer les montants qui avaient été comptabilisés auparavant dans les comptes d'écarts et de report, déduction faite d'une somme remboursée aux consommateurs au titre de la tranche du bénéfice liée à la diminution de l'amortissement des actifs de la centrale Pickering en 2013 et 2014. L'incidence de la baisse de l'avenant tarifaire en 2014 a été en grande partie contrebalancée par une diminution correspondante de l'amortissement lié aux soldes réglementaires.

En 2014, OPG a également comptabilisé 44 millions de dollars dans les autres revenus relativement au contrat de location conclu avec Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce ») en raison d'une variation de la valeur du dérivé intégré dans le contrat de location des centrales Bruce résultant d'une augmentation de la moyenne arithmétique annuelle future prévue du PHEO moyen. L'amélioration des revenus de location a été atténuée par la baisse de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Pour d'autres détails, se reporter à la rubrique *Contrats de location, partenariats et filiales*.

Les facteurs de capacité pour les centrales Darlington et Pickering et le coût total de la production nucléaire par MWh pour 2014 et 2013 sont les suivants :

	2014	2013
Facteur de capacité des unités de production (%)		
Centrale Darlington	**92,1**	82,9
Centrale Pickering	**75,3**	73,7
Coût total de la production nucléaire par MWh *($/MWh)*	**51,31**	53,93

L'amélioration des facteurs de capacité aux centrales Darlington et Pickering pour 2014 tient à la diminution des interruptions pendant l'exercice. La centrale Darlington a connu moins d'interruptions fortuites et procédé à une seule interruption planifiée majeure en 2014 en regard de 2013, d'où l'amélioration du facteur de capacité en 2014.

La baisse du coût total de la production nucléaire par MWh en 2014 s'explique principalement par un accroissement de la production et une réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie compensés par une hausse des dépenses en immobilisations.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

	2014	2013
Revenus	**121**	113
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**129**	121
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	**782**	742
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des fonds nucléaires	**(714)**	(628)
Perte avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**(76)**	(122)

La perte avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée s'est établie à 76 millions de dollars en 2014, comparativement à 122 millions de dollars en 2013. La progression du rendement du Fonds pour combustible irradié a contribué à l'accroissement des bénéfices du secteur en 2014.

La hausse de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario, qui a des répercussions sur le rendement garanti lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, explique principalement l'amélioration du rendement du Fonds pour combustible irradié en 2014. La progression des bénéfices du secteur a été en partie annulée par une augmentation de la charge de désactualisation, qui reflète une hausse des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires en 2014, par rapport à 2013, en raison de l'augmentation de la valeur actualisée de l'obligation sous-jacente pour tenir compte du passage du temps.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2014	2013[1] *(ajusté)*
Ventes de la production réglementée[2]	**858**	747
Ventes sur le marché au comptant	**408**	301
Comptes d'écarts	**22**	51
Divers	**129**	137
Total des revenus	**1 417**	1 236
Charges liées au combustible	**325**	325
Comptes d'écarts	**18**	19
Total des charges liées au combustible	**343**	344
Marge brute	**1 074**	892
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**325**	298
Amortissement	**167**	186
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	**77**	-
Impôts fonciers	**1**	(1)
Bénéfice avant autres pertes, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**504**	409
Autres pertes	**2**	4
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**502**	405

[1] Les montants comparatifs ont été ajustés pour inclure les activités des 48 centrales hydroélectriques d'OPG qui ont été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014.

[2] Les ventes du secteur Production hydroélectrique réglementée comprennent des paiements incitatifs liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO de 16 millions de dollars en 2014 et de 18 millions de dollars en 2013. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les consommateurs.

La progression du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire de 97 millions de dollars en 2014, par rapport à 2013, tient surtout à l'accroissement des revenus de production, principalement attribuable à la majoration des prix du marché au comptant de l'électricité reçus au cours du premier trimestre de 2014, comparativement au trimestre correspondant de 2013, pour la production des 48 centrales hydroélectriques visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014. Avant l'ordonnance de la CEO établissant les tarifs réglementés pour ces centrales à compter du 1er novembre 2014, les revenus tirés de leur production étaient fonction du prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. L'augmentation des revenus de production tient également compte des nouveaux prix réglementés approuvés par la CEO pour les centrales hydroélectriques existantes et les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées à compter du 1er novembre 2014. L'incidence sur les revenus de production de la baisse de l'avenant tarifaire en 2014, comparativement à 2013, a été en grande partie compensée par une baisse correspondante de l'amortissement lié aux soldes réglementaires.

L'amélioration du bénéfice a été en partie annulée par la radiation de coûts totalisant 77 millions de dollars par suite du rejet de certains coûts par la CEO relatifs au projet du tunnel de Niagara et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, qui ont augmenté de 27 millions de dollars en 2014, par rapport à 2013, surtout en raison d'une intensification des activités liées aux projets et aux travaux.

La disponibilité hydroélectrique et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh du secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2014 et 2013 se présentent comme suit :

	2014	2013 *(ajusté)*
Disponibilité hydroélectrique *(%)*	**91,4**	91,3
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh *($/MWh)*	**10,2**	9,5

La disponibilité hydroélectrique en 2014 est conforme à celle de 2013. La légère hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh est attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Portefeuille de production liée par contrat

(en millions de dollars)	2014	2013 *(ajusté)*
Revenus	**329**	657
Charges liées au combustible	**37**	127
Marge brute	**292**	530
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**175**	408
Amortissement	**38**	132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**8**	14
Impôts fonciers	**(1)**	14
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(41)**	(35)
Restructuration	**8**	50
Bénéfice (perte) avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**105**	(53)
Autres revenus	**(6)**	(4)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**111**	(49)

Pour la période comparative de 2013, le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe les résultats d'exploitation des centrales Nanticoke et Lambton, y compris les revenus et charges de production et les revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO. Ces centrales ont mis hors service leurs unités alimentées au charbon à la fin de 2013, de sorte que leurs activités, y compris les charges engagées en 2014 pour préserver la possibilité de les convertir un jour au gaz naturel ou à la biomasse, sont présentées dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production depuis le 1er janvier 2014. Dans l'ensemble, cette nouvelle présentation a entraîné la baisse de la marge brute, en partie compensée par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, de l'amortissement et des charges de restructuration pour le secteur Portefeuille de production liée par contrat en 2014 en regard de 2013.

Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire du secteur a augmenté de 160 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013. Cette augmentation est attribuable non seulement à la variation de la composition du secteur susmentionnée, mais surtout à l'accroissement des bénéfices grâce à la production des six nouvelles unités construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami, qui ont été mises en service en 2014 et qui ont commencé à recevoir des revenus déterminés en vertu d'une CAE hydroélectrique. De plus, l'augmentation du volume de production, essentiellement attribuable aux actifs existants inclus dans le projet de la rivière Lower Mattagami, et la majoration des prix du marché au comptant de l'électricité pour l'électricité provenant de ces actifs au premier trimestre de 2014 ont également contribué à l'amélioration du bénéfice du secteur en 2014. L'augmentation des bénéfices a été en partie atténuée par la baisse des revenus de la centrale Thunder Bay par suite de l'expiration du contrat de fiabilité impérative à la fin de 2013.

La disponibilité hydroélectrique, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques du secteur Portefeuille de production liée par contrat pour 2014 et 2013 sont comme suit :

	2014	2013 *(ajusté)*
Disponibilité hydroélectrique *(%)*	**90,2**	95,0
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh *($/MWh)*	**23,8**	36,2
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques *(%)*	**8,9**	8,6

La disponibilité hydroélectrique a diminué de 4,8 points de pourcentage en 2014, comparativement à 2013, principalement en raison d'une interruption non planifiée à l'unité 2 de la centrale Kipling. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh en 2014, en regard de 2013, est surtout attribuable à l'incidence de l'augmentation du volume de production des centrales hydroélectriques incluses dans le secteur. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques est comparable à celui de 2013.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

(en millions de dollars)	2014	2013 *(ajusté)*
Revenus	**197**	77
Charges liées au combustible	**3**	-
Marge brute	**194**	77
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**119**	7
Amortissement	**20**	19
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**7**	-
Impôts fonciers	**4**	11
Restructuration	**10**	-
Bénéfice avant autres pertes (revenus), intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**34**	40
Autres pertes (revenus)	**1**	(2)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**33**	42

L'inclusion des résultats des centrales Nanticoke et Lambton GS dans ce secteur, comme mentionné à la rubrique *Secteurs d'activité*, a fait augmenter les revenus, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, et les charges de restructuration en 2014, comparativement à 2013. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a été en grande partie compensée par les revenus provenant des frais de résiliation de l'entente de soutien d'urgence avec la SFIEO pour ces centrales. La clause de résiliation anticipée de l'entente a permis à OPG de recouvrer, en 2014, les coûts réels engagés qui ne pouvaient être raisonnablement évités ou réduits.

Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire du secteur a reculé de 9 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013, principalement à cause de la hausse des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et de la comptabilisation de coûts de restructuration par suite de l'inclusion des résultats des centrales Nanticoke et Lambton dans le secteur en 2014.

Le recul du bénéfice a été en partie compensé par une progression des ventes sur les marchés interconnectés en raison d'un hiver anormalement froid au premier trimestre de 2014, ce qui a entraîné une hausse de la marge de négociation de 51 millions de dollars pour l'électricité vendue aux marchés de l'énergie avoisinants.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Le total des honoraires de services de 32 millions de dollars en 2014 et de 33 millions de dollars en 2013 est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se sont établis à 80 millions de dollars en 2014, ce qui représente une baisse de 6 millions de dollars par rapport à 2013, principalement attribuable aux montants capitalisés pour les travaux de construction en cours dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington et dans les divers comptes d'écarts et de report réglementaires. Cette baisse a été en partie compensée par un accroissement des intérêts débiteurs relativement au projet de la rivière Lower Mattagami, car les nouvelles unités ont été mises en service en 2014 et que les frais d'intérêts liés au projet ne sont plus capitalisés.

Impôts sur les bénéfices

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise aussi un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

La charge d'impôts pour 2014 s'est établie à 139 millions de dollars par rapport à 31 millions de dollars en 2013. La hausse de la charge d'impôts tient essentiellement à l'augmentation du bénéfice en 2014.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, comme les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds nucléaires; les paiements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2014 et 2013 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	**562**	413
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 433**	1 174
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 545)**	(1 568)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**160**	543
Augmentation nette	**48**	149
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	**610**	562

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants, Aperçu des résultats d'exploitation*.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales, et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 545 millions de dollars en 2014, par rapport à 1 568 millions de dollars en 2013. La diminution tient surtout à une baisse des dépenses liées au projet de la rivière Lower Mattagami et au projet de conversion à la biomasse de la centrale Atikokan par suite de la mise en service des unités de production en 2014, ainsi qu'à une baisse des dépenses en immobilisations faites pour le projet du tunnel de Niagara, qui a été mis en service en mars 2013. Cette diminution a été en partie atténuée par une augmentation des dépenses en immobilisations liées au projet de remise en état de la centrale Darlington et à diverses mises à niveau des centrales nucléaires Darlington et Pickering.

Pour 2015, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,7 milliard de dollars, dont une partie sera affectée aux projets de développement de la capacité hydroélectrique, au projet de remise en état de la centrale Darlington et au maintien des investissements.

Activités de financement

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2014, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance jusqu'en mai 2019. Au 31 décembre 2014, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2014, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 390 millions de dollars qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2014, des lettres de crédit d'un total de 336 millions de dollars avaient été émises, dont 310 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 25 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. En septembre 2014, le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention a été réduit à 150 millions de dollars et l'échéance de ces droits a été reportée du 30 novembre 2014 au 30 novembre 2016. Au 31 décembre 2014, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars (80 millions de dollars en 2013) étaient en cours, pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

OPG pouvait emprunter sur la facilité de crédit accordée par la SFIEO pour le projet du tunnel de Niagara jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars. Cette facilité de crédit est venue à échéance le 31 décembre 2014, sans nouvel emprunt en 2014. Au 31 décembre 2014, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 065 millions de dollars.

Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 600 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami. La facilité consiste en deux tranches pluriannuelles de 300 millions de dollars. Au cours du troisième trimestre de 2014, l'échéance de la première tranche a été reportée d'un an, soit jusqu'en août 2019. La seconde tranche arrive à échéance en août 2015. Au 31 décembre 2014, aucun papier commercial externe n'était en cours dans le cadre de ce programme. En juin 2014, LME a émis des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars venant à échéance le 20 juin 2024. Le taux d'intérêt effectif de ces billets s'élevait à 3,5 %, et le taux d'intérêt nominal, à 3,4 %. En 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet de la

rivière Lower Mattagami. Au 31 décembre 2014, OPG n'avait pas d'emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire accordée par la SFIEO.

En octobre 2014, UMH Energy Partnership (« UMH ») a conclu une facilité de découvert non confirmée à court terme de 8 millions de dollars et des lettres de facilités de crédit de soutien irrévocables de 16 millions de dollars pour soutenir ses activités. Au 31 décembre 2014, des lettres de crédit d'un total de 14 millions de dollars avaient été émises en vertu de cette facilité.

Au 31 décembre 2014, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 730 millions de dollars, dont un montant de 503 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an. OPG avait à sa disposition, auprès de la SFIEO, une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars qui est venue à échéance sans encours le 31 décembre 2014.

En décembre 2014, OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars à l'appui de ses besoins de financement pour 2015 et 2016. Au 31 décembre 2014, cette facilité ne comportait aucun encours.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2014 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	193	172	154	134	51	109	813
Cotisations en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement[1]	143	150	163	193	288	2 418	3 355
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG[2]	364	370	-	-	-	-	734
Remboursement sur la dette à long terme	503	273	1 103	398	368	3 085	5 730
Intérêt sur la dette à long terme	261	249	230	174	155	1 986	3 055
Obligations d'achat non conditionnelles	97	8	-	-	-	-	105
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	15	15	13	12	65	136
Engagements liés à la remise en état de la centrale Darlington[3]	150	-	-	-	-	-	150
Permis d'exploitation	22	23	23	18	19	-	105
Créditeurs	295	-	-	-	-	-	295
Divers	125	19	14	5	60	9	232
	2 169	1 279	1 702	935	953	7 672	14 710
Engagements commerciaux importants :							
Projet de la rivière Lower Mattagami	95	-	-	-	-	-	95
Total	2 264	1 279	1 702	935	953	7 672	14 805

1 Les cotisations effectuées en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA qui a été approuvé en 2012.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2014. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2017 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

3 Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée auditée d'OPG établis d'après les principales données du bilan :

(en millions de dollars)	2014	2013
Immobilisations corporelles, montant net	**17 593**	16 738
L'augmentation tient surtout aux ajouts pour la construction en cours du projet de remise en état de la centrale nucléaire Darlington et aux dépenses en immobilisations liées au projet de la rivière Lower Mattagami et elle a été en partie contrebalancée par l'amortissement.		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**14 379**	13 496
L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds nucléaires et aux cotisations au Fonds pour combustible irradié, en partie atténués par les remboursements des dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.		
Actifs réglementaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**7 191**	5 400
La diminution tient surtout à la comptabilisation des actifs réglementaires relatifs aux impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite se rapportant aux installations qui ont été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014 et à une hausse des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite par suite de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ainsi qu'aux ajouts au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.		
Dette à long terme *(incluant la tranche échéant à moins d'un an)*	**5 730**	5 625
L'augmentation est attribuable à l'émission de 200 millions de dollars de titres d'emprunt pour le projet de la rivière Lower Mattagami en partie contrebalancée par les remboursements faits sur la dette.		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**17 028**	16 257
L'augmentation découle surtout d'une charge de désactualisation attribuable au passage du temps en partie contrebalancée par les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.		
Passifs au titre des régimes de retraite	**3 570**	2 741
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite	**3 050**	2 628
Les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont augmenté surtout en raison de leur réévaluation à la fin de 2014 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation. L'augmentation des passifs a été en partie compensée par un rendement favorable de la caisse de retraite en 2014.		

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des garanties et des contrats à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou une assurance de bonne exécution à des tiers. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Pour obtenir plus de renseignements sur les garanties d'OPG, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés audités d'OPG.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering et Darlington. Par suite d'une modification apportée en novembre 2013 au *Règlement de l'Ontario 53/05*, 48 des centrales hydroélectriques auparavant non réglementées d'OPG ont également été visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques, dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers est exigé par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser aux consommateurs dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, la Société comptabilise un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Généralement, ces comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. L'évaluation de

ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts attribués aux installations réglementées.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1er avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu n'ont pas été reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes.

Pour établir les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1er novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant d'OPG pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'opinion de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement qui, à compter du 1er novembre 2014, comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés, établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement, et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes, sur la prévision de la CEO, dans sa décision de novembre 2014, que la transition vers la comptabilité de trésorerie pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordée dans le cadre d'une instance tarifaire future sur OPG, et sur l'intention de la CEO de tenir une audience générale à propos du traitement et du recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Par conséquent, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Ainsi, la Société a continué de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis. Si, au cours d'une instance future, la CEO décidait d'un changement de méthode à appliquer au recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires pour les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de

retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement.

Une analyse plus poussée sur les impôts reportés et les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG se trouve à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*, sous respectivement *Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement* et *Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite*.

Se reporter aux notes 3, 5, 8, 9 et 11 des états financiers consolidés audités de 2014 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

La Société a comptabilisé des actifs d'impôts reportés de 6 231 millions de dollars au 31 décembre 2014 (5 757 millions de dollars en 2013) et elle est d'avis que le bénéfice imposable et les gains en capital futurs seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs.

La Société a comptabilisé des passifs d'impôts reportés de 7 059 millions de dollars au 31 décembre 2014 (6 336 millions de dollars en 2013).

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs font largement appel au jugement de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des immobilisations corporelles et des actifs incorporels, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Dépréciation des actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des nouvelles centrales, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en immobilisations et la durée de vie utile des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser sur ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans ses états financiers consolidés audités.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Fonds de déclassement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi que certains frais de

stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. En pareils cas, OPG comptabilise en résultats 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds pour combustible irradié

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui ont dépassé le seuil de 2,23 millions de grappes ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la CCSN pour le compte d'OPG. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et la valeur des Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale.

La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En janvier 2014 et en janvier 2015, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars calculée d'après une garantie provinciale de 1 551 millions de dollars.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite dépend des méthodes comptables et des hypothèses retenues pour calculer les montants.

Méthode comptable

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des

avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN »), qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. L'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments

du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs de la caisse des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2014, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG s'établissaient à 17 028 millions de dollars (16 257 millions de dollars en 2013). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. Elles se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Des coûts seront engagés notamment pour ce qui suit :

- La préparation à l'arrêt sécuritaire
- L'arrêt sécuritaire
- Le démantèlement
- La démolition et l'évacuation des installations et du matériel
- La décontamination et la remise en état des sites
- La gestion courante et la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le déclassement d'une centrale nucléaire consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Aux termes du contrat de location des centrales louées à Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce. Aux termes du contrat de location, Bruce Power doit rendre à OPG les centrales Bruce asséchées et déchargées. Les coûts liés à l'assèchement et au déchargement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées à la mise hors service d'immobilisations.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- La valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile
- La valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales
- La valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets générés à ce jour

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie des centrales, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps. Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2014 et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 40 prochaines années.

Au 31 décembre 2014, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 16 663 millions de dollars (15 903 millions de dollars en 2013). Au 31 décembre 2014, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires en dollars de 2014 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Par la suite**	**Total**
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires[1]	363	502	539	485	508	32 282	34 679

[1] La majeure partie des dépenses ci-dessus devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont prises en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*.

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de la plupart de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde de tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 365 millions de dollars au 31 décembre 2014 (354 millions de dollars en 2013). Ce passif représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. En 2011, OPG a procédé à l'examen de ce passif pour la majorité de ses centrales thermiques. Aux fins de l'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations s'échelonnera sur les 15 prochaines années. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires atteint environ 500 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Passifs environnementaux

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Les passifs environnementaux sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant du passif peut être évalué avec suffisamment de précision à la date des états financiers. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2014, les passifs environnementaux d'OPG s'inscrivaient à 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2013), dont la composante principale a trait au programme de décontamination des sols.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants

du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur/cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2014 d'OPG pour obtenir de plus amples renseignements.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES ET D'ESTIMATIONS COMPTABLES

Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis

Au cours de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107* sur les principes comptables et normes d'audit acceptables. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1er janvier 2019
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à la réglementation des tarifs
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière (IFRS) propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs

Compte tenu de la décision prise en 2011 par OPG d'adopter les PCGR des États-Unis, comme l'exige la Loi, le précédent plan de conversion d'OPG aux IFRS, en date du 1er janvier 2012, a été abandonné. OPG avait pratiquement achevé son projet de conversion aux IFRS, qui comprenait des phases de diagnostic, d'élaboration et de mise en œuvre distinctes, lorsqu'elle a interrompu le projet et commencé l'évaluation de la conversion aux PCGR des États-Unis au quatrième trimestre de 2011. S'il se révèle nécessaire de passer aux IFRS à une date ultérieure, les travaux de conversion pourront être redémarrés efficacement afin de disposer de suffisamment de temps pour évaluer les changements survenus après la décision d'interrompre le projet et de tirer des conclusions à ce sujet.

Incidence de la réglementation visant les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées, ainsi que de la décision et de l'ordonnance rendues par la CEO en 2014

La décision de la CEO à l'égard de la demande déposée par OPG en septembre 2013 visant l'établissement de nouveaux tarifs réglementés pour la production nucléaire et pour la production hydroélectrique existante d'OPG a été rendue en novembre 2014 à la suite d'un processus d'audience publique. Cette décision a été suivie de l'ordonnance publiée en décembre 2014 par la CEO, qui établit de nouveaux tarifs réglementés pour ces centrales à compter du 1er novembre 2014.

La décision et l'ordonnance de la CEO établissent aussi un tarif réglementé pour la production des 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Pour établir le tarif applicable à compter du 1er novembre 2014, la CEO a déterminé que le tarif pour la production de ces centrales du 1er juillet 2014 au 31 octobre 2014 serait fondé sur le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, ce qui correspond au montant que ces centrales avaient continué de recevoir de manière provisoire pendant cette période en vertu d'une ordonnance antérieure de la CEO.

En raison de l'application, à compter de 2014, de la réglementation tarifaire à 48 centrales hydroélectriques non réglementées précédemment, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires pour les impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu pour les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite. L'augmentation des actifs réglementaires pour les impôts reportés s'est soldée par un gain extraordinaire net de 243 millions de dollars comptabilisé dans l'état des résultats consolidé de 2014. L'augmentation des actifs réglementaires pour les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite a entraîné une hausse de 184 millions de dollars des autres éléments du résultat étendu, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 61 millions de dollars.

Dans sa décision et son ordonnance, la CEO a aussi approuvé l'ajout de 1 365 millions de dollars à la base tarifaire réglementée en raison de l'achèvement du tunnel de Niagara et de l'ajout de sa capacité en service en mars 2013. Le montant approuvé qui a été ajouté à la base tarifaire est inférieur au coût des immobilisations, ce qui a donné lieu à une sortie de coûts de 77 millions de dollars en 2014, y compris 1 million de dollars en coûts prévus pour clore le projet.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations de retraite projetées et des avantages complémentaires de retraite projetés au 31 décembre 2014 était de 4,0 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation de 4,9 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2013.

Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 2 461 millions de dollars au 31 décembre 2013 à 3 262 millions de dollars au 31 décembre 2014, en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2014, contrebalancée en partie par le rendement favorable des actifs de la caisse de retraite en 2014.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a augmenté, passant de 2 719 millions de dollars au 31 décembre 2013 à 3 143 millions de dollars au 31 décembre 2014. L'augmentation de cette obligation s'explique surtout par la baisse des taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2014, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 4 869 millions de dollars (3 899 millions de dollars en 2013). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2014 et 2013 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2014	2013	**2014**	2013	**2014**	2013
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(878)**	(886)	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 568**	1 339	**32**	29	**288**	245
Perte actuarielle nette amortissable	**3 443**	3 043	**65**	50	**350**	78
Perte actuarielle nette non amortie	**4 133**	3 496	**97**	79	**638**	323
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**1**	1

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2014 comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(25)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	25	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(51)	(1)	(10)
Diminution de 0,25 %	54	1	12
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	90	1	1
Diminution de 0,25 %	(85)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	20	3	1
Diminution de 0,25 %	(20)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	75
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(37)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.
[1] Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report.

Prises de position comptables récentes

Revenus tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (« ASU 2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la constatation des revenus, notamment les lignes directrices selon les secteurs aux termes des PCGR des États-Unis. Selon le principe de base énoncé dans l'ASU 2014-09, une entité doit comptabiliser les revenus au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. L'ASU 2014-09 définit un processus en cinq étapes pour mettre en œuvre ce principe de base et, ce faisant, des jugements et des estimations supplémentaires par rapport aux exigences existantes des PCGR des États-Unis pourraient être nécessaires. La norme entrera en vigueur à compter de l'exercice 2017 d'OPG ainsi que pour les périodes intermédiaires comprises dans cet exercice. Deux méthodes de transition rétrospective s'offrent aux entités à l'application de la norme : i) une approche rétrospective intégrale, qui reflète l'application de la norme à chaque période de présentation de l'information financière précédente en recourant au besoin à certaines mesures de simplification ou ii) une approche rétrospective modifiée, tenant compte de l'effet cumulatif de l'adoption initiale de l'ASU 2014-09 comptabilisé à la date d'adoption et des informations additionnelles à fournir. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ces états financiers consolidés et n'a pas encore déterminé par quelle méthode elle adoptera la norme en 2017.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2015-02, intitulée *Consolidation (Topic 810): Amendments to the Consolidation Analysis* (« ASU 2015-02 »), qui intègre certains changements ciblés aux lignes directrices relatives à la consolidation des sociétés en commandite, des sociétés à responsabilité limitée et des structures de titrisation. Plus précisément, pour OPG, les sociétés en commandite seront considérées comme des EDDV, à moins que les commanditaires ne détiennent des droits substantiels de limogeage ou de participation. Par conséquent, on prévoit un plus grand nombre de situations où des sociétés en commandite seront considérées comme des EDDV et où OPG sera le principal bénéficiaire; des sociétés en commandite actuellement non consolidées seront ainsi consolidées. Les modifications s'appliqueront à compter de l'exercice 2016 d'OPG et aux périodes intermédiaires en 2016. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés et n'a pas encore déterminé l'incidence de cette norme en 2016.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que sur ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur des investissements de l'actionnaire dans les actifs d'OPG.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le comité de surveillance des risques du conseil d'administration aide ce dernier à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de surveillance des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance liées aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités trimestrielles de production d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques de l'entreprise, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Tout d'abord, les unités fonctionnelles répertorient, passent en revue et évaluent les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise passe en revue, valide et consolide cette information et classe les risques en ordre de priorité en fonction de leur incidence possible sur les objectifs commerciaux d'OPG. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise évalue aussi les faits nouveaux externes qui pourraient avoir une incidence sur le profil de risque de l'entreprise et facilite l'identification et l'évaluation des risques émergents. Le comité directeur de gestion des risques valide ensuite l'ordre de priorité des risques afin de déterminer les plus grands risques pour la Société.

La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société. Elle s'assure également que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour veiller à la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques de l'entreprise d'OPG consiste à assurer un suivi des activités de gestion des risques à l'égard des principaux risques identifiés sur une base régulière. Cela permet au groupe de gestion des risques de l'entreprise de présenter chaque trimestre les faits nouveaux importants se rapportant à ces risques au comité directeur de gestion des risques et au comité de surveillance des risques.

Aux fins de communication de l'information, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories, soit risques opérationnels, risques financiers, risques liés à la réglementation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, les principaux risques sont décrits brièvement ci-après.

Risques opérationnels

Risques liés aux activités des centrales existantes

OPG est exposée à une production variable de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier.

Les risques opérationnels s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. Les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge des centrales et de la technologie utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

L'exploitation de centrales nucléaires expose OPG à des risques particuliers comme la détérioration plus importante que prévu des composantes et des systèmes des centrales, aux risques associés au secteur du nucléaire, à la chaîne d'approvisionnement (qualité des fournisseurs), à la manipulation, à l'entreposage et à l'évacuation des déchets nucléaires ainsi qu'au risque d'accident nucléaire. La principale incidence de ces risques est une augmentation des exigences en matière de sécurité et un recul éventuel de la production prévue et des revenus, et une hausse des coûts d'exploitation.

L'incertitude associée au volume d'électricité produite par les centrales nucléaires CANDU (réacteur canadien à deutérium-uranium) d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Un autre facteur important relevé à ce jour est la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire à la centrale Darlington. En outre, des enjeux de performance relatifs à la manipulation du combustible ont été relevés aux centrales Darlington et Pickering. Pour relever ces défis, OPG continue de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller la performance et de déterminer quels sont les projets et les mesures correctives nécessaires pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception. Un de ces programmes importants d'inspection et de maintenance consiste en l'arrêt planifié du bâtiment sous vide à la centrale Darlington en 2015.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre, ce qui entraînerait une diminution de la production. Lorsque des situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

OPG est en train d'élaborer les plans d'un dépôt géologique en profondeur pour répondre à la nécessité de gérer à long terme les déchets de faible activité et de moyenne activité. L'opposition de la part de groupes d'intérêt particuliers à l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour l'élimination des déchets de faible activité et de moyenne activité pourrait amener à OPG à y réagir de façon appropriée pour satisfaire les principales parties prenantes. Des exigences additionnelles de nature réglementaire, politique, juridique ou autres risquent de retarder encore plus l'approbation de l'EE ou la délivrance de permis pour la préparation de l'emplacement et la construction. En outre, l'opposition au stockage prolongé des déchets de faible activité et de moyenne activité sur ses sites est possible. Les autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant les activités de gestion des déchets nucléaires comprennent la performance humaine et les changements dans les exigences des organismes de réglementation.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Entre-temps, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Maintien en activité de la centrale Pickering

Conformément au plan énergique à long terme de 2013, OPG prévoit maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, les unités de la centrale Pickering jusqu'en 2020, pour les mettre ensuite en état d'arrêt sécuritaire pour déclassement futur. Le plan énergétique à long terme de 2013 précise que la fermeture devancée des unités de la centrale Pickering est possible, et dépend des facteurs ci-dessous :

- La demande d'électricité future prévue
- Le progrès du programme de remise en état du parc de centrales
- L'achèvement en temps opportun de la centrale de transformateurs Clarington

L'incapacité de maintenir les activités pourrait entraîner la diminution des revenus d'OPG, devancer la fermeture et augmenter les frais de fermeture et de déclassement de la centrale.

Les facteurs de risque en ce qui a trait aux activités de maintien en activité de la centrale Pickering comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, l'arrivée en fin de vie de certaines composantes critiques de la centrale, leur tombée en désuétude, et le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme celles qui suivent :

- Des activités de gestion du cycle de vie des canaux de combustible
- Une analyse de la stratégie en matière de réglementation et de la réalité économique à l'appui des dates de fin de vie optimales des réacteurs
- La modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité des centrales

En juin 2014, la CCSN a accepté l'évaluation produite par OPG à l'appui du maintien des activités et a levé le point d'arrêt réglementaire du permis pour la centrale Pickering. Au cours de la durée de vie restante de la centrale, des facteurs de risque, comme le système de manutention du combustible, des problèmes dans l'approvisionnement en pièces et une pénurie de main-d'œuvre compétente, pourraient continuer de perturber l'excellence opérationnelle. OPG répond à ces risques en adoptant des mesures appropriées, ce qui comprend d'améliorer la fiabilité de la manipulation de combustibles, de relever de façon proactive les délais d'approvisionnement des matériaux et d'améliorer la planification globale.

Activités de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2020. En juillet 2014, la CCSN a approuvé le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Darlington jusqu'au 31 décembre 2015. OPG tente actuellement de renouveler le permis pour une durée de 13 ans qui couvrira les activités de prolongation de la durée de vie, y compris la remise en état, des quatre unités de la centrale Darlington. L'audience publique qui se penchera sur ce renouvellement à long terme du permis d'exploitation devrait se tenir en 2015. OPG gère les risques liés à l'exploitation de la centrale Darlington en réglant des problèmes techniques courants quant à la désuétude et au vieillissement de l'équipement, notamment les canaux de combustible, l'équipement lié à la manipulation du combustible et les moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire. En prévision de la remise en état, OPG est tenue de réaliser un certain nombre de projets essentiels à la centrale Darlington portant sur la manipulation du combustible, la génératrice d'urgence, le stockage de l'eau lourde et l'arrêt du bâtiment sous vide.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux niveaux d'eau, à l'âge des immobilisations de production et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience des unités, de la disponibilité de l'eau et des plans en cas d'interruptions. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée actuelle et à compter du 1er novembre 2014 pour les 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques qui sous-tendent les tarifs réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques approuvé par la CEO.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité de l'équipement de production hydroélectrique a plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ces risques en matière de fiabilité en effectuant des inspections et des travaux de maintenance des composantes principales ainsi qu'en passant en revue les mesures d'atténuation. OPG procède également à des examens techniques poussés et à des évaluations de l'état des centrales pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Les centrales hydroélectriques exploitent 229 barrages en Ontario et il n'existe pas à l'heure actuelle de législation sur la sécurité des barrages dans la Province. En août 2011, le ministère des Richesses naturelles (l'actuel MRNF) a publié des directives techniques après une période de consultation publique. Ces directives techniques, qui ne sont pas des règlements, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages.

En général, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du MRNF. En outre, à l'heure actuelle, OPG élabore une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du MRNF de l'Ontario afin d'établir une priorité des résultats des évaluations de la sécurité des barrages. OPG pourrait éventuellement engager des coûts supplémentaires pour certains barrages qu'elle exploite afin de satisfaire à toute nouvelle exigence.

Centrales thermiques

Pour continuer de se prévaloir de l'option que les unités Nanticoke et Lambton fonctionnent avec d'autres combustibles, OPG devra se doter d'un mécanisme de recouvrement des coûts.

Les centrales Nanticoke et Lambton ont cessé de produire de l'électricité en 2013. OPG a donné aux unités de ces centrales le statut d'unités de réserve afin de se garder la possibilité de les convertir au gaz naturel ou à la biomasse dans le futur, si leur capacité était requise. OPG devrait engager des coûts pour maintenir le statut de ces unités et aucun mécanisme ne permet à l'heure actuelle de recouvrer ces coûts de préservation. La décision de continuer d'engager des coûts de préservation, en l'absence de mécanisme de recouvrement des coûts, sera revue au cours du premier semestre de 2015.

La conversion de certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke à des combustibles de remplacement, comme le gaz naturel, la biomasse et la biénergie gaz-biomasse, est conditionnelle à la conclusion d'ententes appropriées sur le recouvrement des coûts avec la SIERE.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier d'OPG et sur sa réputation.

OPG a entrepris un certain nombre de projets de grande envergure nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets, d'obtenir les approbations nécessaires, de mobiliser les capitaux nécessaires, ou de recouvrer en entier les dépenses en capital en temps voulu. Ces projets peuvent également avoir des répercussions sur la capacité d'emprunt et la notation de crédit d'OPG. Certains projets pourraient finir par être réévalués comme étant non viables sur le plan économique. Les principaux projets comprennent la remise en état de la centrale Darlington, le projet de la rivière Lower Mattagami et d'autres projets hydroélectriques et thermiques, comme le projet New Post Creek.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2020. La remise en état de la centrale Darlington devrait en prolonger la durée de vie d'environ 30 ans. Dans la lettre de mandat 2014 adressée au ministère de l'Énergie, le gouvernement de l'Ontario a présenté ses priorités pour le secteur de l'électricité, y compris l'accompagnement d'OPG pour veiller à ce que la remise en état des quatre unités nucléaires de la centrale Darlington soit terminée de manière efficace et efficiente.

Une grande partie des coûts de remise en état de la centrale Darlington est à payer aux sous-traitants et aux fournisseurs, notamment les fournisseurs de services retenus pour concevoir, fournir et construire les composantes du projet. OPG court un risque financier et un risque de réputation si les coûts réels dépassent largement les estimations. L'application rapide de mesures correctives devrait réduire ces risques. En outre, si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des futures interruptions forcées et interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile après la remise en état de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, les composantes de tous les systèmes critiques de la centrale ont été inspectées. Cette inspection consistait à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant les interruptions prévues pour la remise en état. Les travaux de base de remise en état portent sur d'importantes composantes à durée limitée comme les tubes de force. Il est de plus en plus important pour OPG de démontrer qu'elle peut être un exécutant efficace de projets nucléaires d'envergure. Des défis constants devront être gérés, comme s'assurer du maintien en poste de leaders chevronnés au sein d'OPG et de ses fournisseurs de services, ainsi que de l'accès à des ressources techniques pendant la réalisation du projet. OPG continue à collaborer avec son actionnaire pour établir un mécanisme de recouvrement des coûts approprié à l'égard du projet, tout en évaluant son incidence sur les consommateurs.

Autres projets de développement

Les projets qui sont à des étapes initiales de développement sont exposés à des retards dans l'avancement des travaux ou à des annulations possibles en raison de retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, ou bien dans la confirmation adéquate du recouvrement des coûts liés au projet grâce à des mécanismes de revenus, qui peuvent inclure diverses parties prenantes externes. OPG s'efforce d'atténuer ces risques en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en entrant régulièrement en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le succès de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Ces projets pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veille à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques financiers, dont bon nombre découlent de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises et des actions, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite subissent aussi l'incidence des fluctuations de ces marchés et des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les exigences en matière d'émissions et les besoins en combustible d'OPG qui font l'objet d'une couverture sont présentés en pourcentage dans le tableau ci-après. Ces chiffres sont fondés sur des prévisions annuelles combinées

de production d'électricité et de sources d'approvisionnement et peuvent donc changer lorsque les prévisions sont mises à jour.

	2015	2016	2017
Besoins en combustible estimatifs couverts[1]	69 %	69 %	62 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO ») estimatives[2]	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO_2 estimatives couvertes[2]	100 %	100 %	100 %

[1] Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible) de tous les types d'installations (nucléaires et thermiques) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible. Les stocks de combustible excédentaires pendant une année donnée sont attribués à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

[2] Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production thermique prévue pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du *Règlement de l'Ontario 397/01*.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds nucléaires et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme les cours boursiers, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Les Fonds nucléaires comprennent des placements dans certaines catégories d'actifs, notamment les titres à revenu fixe, les titres de capitaux propres nationaux et internationaux, les fonds groupés et les portefeuilles de biens immobiliers canadiens et d'infrastructures. Ces fonds sont gérés de sorte à atteindre la cible de rendement précisée dans l'ONFA pour financer les dépenses liées à la gestion à long terme du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, au stockage des déchets de faible activité et de moyenne activité et du combustible irradié après la fermeture d'une centrale et au déclassement éventuel des centrales nucléaires et des installations de gestion des déchets nucléaires d'OPG. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'IPC de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Une variation de la valeur du fonds, résultant de fluctuations des marchés financiers, liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG. Le risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés pour les grappes additionnelles, en excédent de 2,23 millions de grappes, est assumé par OPG, ce qui n'est pas le cas pour les apports visés par la garantie de rendement de la Province.

Le rendement des Fonds nucléaires se rapportant aux centrales louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires louées à Bruce Power. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers d'OPG continue d'exister en raison de la volatilité du marché des capitaux et des marchés des marchandises qui rejaillit particulièrement sur les Fonds nucléaires.

Risque à l'égard des obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont : la modification des hypothèses actuarielles, comme un changement des taux d'actualisation utilisés; les rendements futurs des placements; les gains et pertes actuariels; la situation de capitalisation des régimes de retraite; une modification des avantages; des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario); les dessaisissements; les changements dans les activités d'OPG et l'incertitude de mesure inhérente à l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart des employés et des retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation. Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG pour la période de trois ans allant jusqu'en 2016 a été effectuée en date du 1er janvier 2014. D'après l'évaluation actuarielle, les obligations de capitalisation requises par OPG pour combler le déficit du régime de retraite agréé ont augmenté par rapport à 2013. Les obligations de capitalisation d'OPG risquent d'augmenter par suite d'évaluations actuarielles futures en raison de risques liés au marché et à l'économie. S'il survenait une baisse importante sur les marchés des capitaux, l'évaluation actuarielle pourrait devoir être mise à jour immédiatement afin de rendre compte de la détérioration de la situation de capitalisation. OPG continuera d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier.

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque financier lié aux activités de négociation est évalué notamment au moyen d'une mesure connue sous le nom de « valeur à risque » ou « VaR », définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2014, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette s'échelonnant de néant à 4,2 millions de dollars, comparativement à une fourchette de néant à 1 million de dollars en 2013.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs et des entrepreneurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant leur situation financière et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2014 :

			Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
Notation de crédit[1]	**Nombre de contreparties**[2]	**Risque possible**[3] *(en millions de dollars)*	**Nombre de contreparties**	**Risque de contrepartie** *(en millions de dollars)*
Qualité supérieure	20	25	5	22
Qualité inférieure	4	2	-	-
SIERE[4]	1	390	1	390
Total	25	417	6	412

[1] Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

[2] Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

[3] Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

[4] Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 646 millions de dollars en 2014. Le risque de crédit et les montants à recevoir qui y sont associés varient chaque mois en fonction des ventes d'électricité. Le montant mensuel à recevoir de la SIERE est généralement versé à OPG au cours du mois suivant conformément au calendrier des versements de la SIERE.

Liquidités

Une hausse des exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation en vertu de l'ONFA, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à du financement abordable pour financer ses besoins de capitaux. La rubrique Situation de trésorerie et sources de financement traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations et Fonds nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires est fondée sur des hypothèses qui évoluent au fil du temps et qui pourraient se répercuter sur les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires visant à couvrir ces coûts.

Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement éventuel de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Les estimations de coûts sont fondées sur de nombreuses hypothèses sous-jacentes. Parmi ces hypothèses, citons les dates de fin de vie des centrales, les volumes de déchets, les systèmes d'emballage de déchets et les méthodes d'évacuation des déchets. L'augmentation des coûts estimés associés aux obligations au

titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement ou un changement dans la stratégie d'OPG en matière de déclassement pourrait faire augmenter les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG a entrepris d'examiner les hypothèses sous-jacentes et les estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales, sont examinées chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de fermeture prématurée d'unités et de remise en état, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur les coûts de base pour évaluer les incidences sur le solde des passifs nucléaires. Si des changements de situation étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans. OPG est en train de revoir ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Toute modification à apporter aux hypothèses sous-jacentes et aux estimations mises à jour des coûts à l'égard des durées de vie devrait être calculée et présentée à la Province aux fins de revue et d'approbation en 2016 dans le cadre de la prochaine mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires sont établies en fonction des plans de référence approuvés de l'ONFA, lesquels doivent être mis à jour au moins tous les cinq ans. La variation du montant des cotisations est déterminée par les variations de la valeur des Fonds nucléaires et par les obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement d'installations connexes. Par conséquent, une diminution de la valeur des Fonds nucléaires pourrait alors accroître les cotisations devant être versées par OPG en vertu de l'ONFA.

Risques liés à la réglementation et à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des bénéfices et l'augmentation des coûts d'exploitation. Lorsque cela est possible, les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des procédures tarifaires qui déterminent les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG, notamment les avenants tarifaires.

Les tarifs de l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont établis par la CEO à l'aide de données prévisionnelles. Il existe un risque que les tarifs établis par un organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux adéquat.

En septembre 2013, OPG a déposé une demande afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés fondés sur le coût du service. La décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO ont donné lieu à une diminution d'environ 1 milliard de dollars de la demande tarifaire pour 2014 et 2015. Environ 600 millions de dollars de la diminution ont trait à l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes. La CEO a aussi déterminé que, à compter du 1er novembre 2014, les écarts entre ces coûts et dépenses au comptant correspondantes doivent être comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement. En décembre 2014, OPG a déposé une requête demandant à la CEO de revoir la partie de sa décision de novembre 2014 portant sur le rejet de dépenses engagées pour le tunnel de Niagara et celle portant sur l'application de pertes fiscales de 2013 en

diminution des besoins de revenus pour 2014 et 2015, et de les modifier. La requête devrait être entendue à la fin de mars 2015.

En décembre 2014, OPG a déposé une demande afin d'obtenir l'approbation de sortir la majeure partie des soldes présents au 31 décembre 2014 dans ses comptes d'écarts et de report approuvés. OPG cherche à recouvrer environ 1,3 milliard de dollars au cours de la période de 18 mois entre juillet 2015 et décembre 2016. Le degré d'incertitude inhérente à l'issue de cette demande est élevé.

Pour plus de précisions sur la méthode de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et sur l'application des comptes d'écarts et de report d'OPG, se reporter aux informations de la rubrique *Faits nouveaux*.

Risques liés à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois provinciales et fédérales. Pour atténuer les risques liés à la législation, OPG continue de surveiller les activités des gouvernements provincial et fédéral afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur la Société, et d'avoir une intervention active auprès de ceux-ci.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques, des règlements ou des lois peut augmenter le risque d'ajout d'exigences réglementaires sur la production nucléaire.

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par la population au cours des audiences réglementaires. Le fait de satisfaire à ces exigences pourrait contribuer à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. En outre, les activités des centrales nucléaires sont souvent directement influencées par des circonstances ou des événements survenant à d'autres centrales nucléaires ailleurs dans le monde. Ces circonstances ou événements pourraient inciter la CCSN à apporter des changements réglementaires dont les répercussions sur le coût et les activités futures des centrales nucléaires d'OPG pourraient être importantes.

En janvier 2014, le gouvernement fédéral a déposé le projet de loi C-22 édictant la nouvelle *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire*. Le projet de loi a été adopté par la Chambre des communes et devrait recevoir la sanction royale en 2015. La *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire* fera passer la limite de responsabilité en matière d'accident nucléaire d'OPG de 75 millions de dollars à une somme initiale de 650 millions de dollars, puis, progressivement chaque année suivante, à 750 millions de dollars, à 850 millions de dollars et, enfin, à 1 milliard de dollars. OPG évalue l'incidence qu'aura l'augmentation de la limite de responsabilité sur les plafonds et les primes d'assurance offerts aux exploitants de centrales nucléaires au Canada.

Risques d'entreprise

Les perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, comme ceux liés à la demande et à l'offre d'électricité, aux ressources humaines, à la santé et la sécurité et à la réputation de l'entreprise. Les principaux risques qui pourraient avoir une incidence éventuelle sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Ontario

La conjoncture du marché de l'électricité de l'Ontario pourrait influer sur les revenus et les activités d'OPG.

La production d'OPG et sa part de marché subissent l'incidence de facteurs externes, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur le marché ontarien, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité en Ontario, les tarifs réglementés d'électricité, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et les tarifs d'électricité de gros dans les marchés interconnectés.

La production de base excédentaire pose problème et continuera de poser problème si l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour OPG, la production de base excédentaire peut entraîner des déversements d'eau aux centrales hydroélectriques ainsi qu'une réduction de la production des centrales nucléaires et aggraver l'usure de l'équipement des centrales en raison de l'intensification de la répartition. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à réduire la production hydroélectrique et les déversements d'eau. La réduction de la production nucléaire d'OPG est également envisageable. Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière des déversements d'eau en cas de production de base excédentaire des centrales hydroélectriques déjà réglementées et, à compter du 1er novembre 2014, des 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. La production de base excédentaire ne devrait pas influer sur la production nucléaire d'OPG et il n'existe pas de compte d'écarts de ce genre pour les installations nucléaires.

La structure du marché de l'électricité de l'Ontario est assujettie à la réglementation et aux règles du marché, et des changements apportés à ces derniers pourraient influer sur les revenus d'OPG. L'actionnaire, la SIERE, la CEO ou un autre organisme de réglementation peut modifier la réglementation, et les règles ou en instituer de nouvelles, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de dégager des revenus ou de récupérer les coûts appropriés.

Gens et culture

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

La formation de nouveaux leaders et le maintien de personnel dans les postes essentiels à l'échelle d'OPG sont des facteurs déterminants du succès de cette dernière. Le transfert efficace des connaissances de ceux qui occupent les postes essentiels à l'échelle d'OPG aux futurs leaders contribue également au succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. Afin d'atténuer ce risque, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. Plus particulièrement, OPG a lancé une initiative en 2014 visant à perfectionner les employés et ainsi faire en sorte qu'OPG compte des leaders possédant les compétences appropriés et une culture favorisant la réalisation de ses objectifs d'affaires, dans l'immédiat et dans l'avenir.

Il existe aussi un risque de déséquilibre entre les niveaux de réduction naturelle des employés et les niveaux de ressources nécessaires pour satisfaire aux demandes futures d'OPG. En outre, le maintien du processus de rationalisation par OPG résultant de l'initiative de transformation des activités devrait entraîner la compression de plus de 2 600 emplois pour les activités courantes au cours de la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2017. Afin d'atténuer ce risque, OPG a entrepris une initiative globale de planification de la main-d'œuvre et a établi des processus de surveillance continue afin d'évaluer les risques, les problèmes et les besoins de recrutement de façon régulière. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en profitant de la réduction naturelle des employés pour procéder à un réaménagement continu du travail et à une simplification des processus.

En date du 31 décembre 2014, environ 90 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. La convention collective conclue entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur

énergétique prend fin le 31 mars 2015 et les négociations ont commencé au début de 2015. En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 19 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. La plupart des conventions collectives avec ces syndicats arriveront à échéance le 30 avril 2015 et les préparatifs en vue de négocier le renouvellement de ces conventions sont en cours. Si jamais des interruptions de travail étaient déclenchées par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique ou un autre syndicat de métiers, cela pourrait avoir des conséquences sur la situation financière et sur la réputation d'OPG. OPG a mis en œuvre des plans d'urgence pour réduire cette incidence. La convention collective conclue entre OPG et la Society of Energy Professionals vient à échéance le 31 décembre 2015 et les négociations devraient commencer à la fin de 2015. Les parties n'ont aucun droit de grève ni de lock-out. Si elles ne peuvent arriver à s'entendre, les modalités de la nouvelle convention collective seront déterminées par voie de médiation ou d'arbitrage des différends.

En 2012, la législation entourant le budget provincial de l'Ontario comprenait des mesures influant sur OPG, notamment une réforme des régimes de retraite du secteur public et des restrictions en matière de rémunération des cadres jusqu'à ce que l'Ontario cesse de se trouver en situation de déficit budgétaire. Ces changements nuisent à la capacité d'OPG de retenir et d'attirer du personnel qualifié, y compris des cadres, ce qui pourrait influer sur les activités d'OPG.

Santé et sécurité

Les activités d'OPG impliquent divers risques inhérents de sécurité au travail. Le programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité d'OPG est conçu pour gérer efficacement les risques de sécurité dans les secteurs à risque élevé.

Les activités d'OPG impliquent divers risques inhérents de sécurité au travail qui pourraient nuire à l'atteinte de ses objectifs touchant la santé et la sécurité. OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure et d'amélioration continue en appliquant un système officiel de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société et particulièrement dans chacune des installations. Ce système permet à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques.

Réputation de l'entreprise

OPG est exposée au risque de réputation associé aux changements d'opinion des diverses parties prenantes à l'égard de son profil public. OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer les risques pour sa réputation.

À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de l'Ontario, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et la communication efficace avec les parties prenantes, ainsi que des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques. Des plans de gestion et d'intervention en cas de problème sont élaborés afin de traiter les éléments précis liés à la réputation à mesure qu'ils se présentent.

Réseaux de transport et d'interconnexion

OPG pourrait faire face à des contraintes liées au transport qui pourraient avoir une incidence sur ses activités et sur sa capacité à approvisionner en électricité les marchés de l'électricité de l'Ontario.

L'état des réseaux de transport et d'interconnexion de l'Ontario pourrait influer sur les revenus et les activités d'OPG. Il en est ainsi parce que la Société dépend de la capacité et de la fiabilité des réseaux de transport de l'Ontario qui connectent ses générateurs au réseau ontarien et, enfin aux clients en Ontario. En Ontario, la capacité de ces

réseaux de transport est limitée dans certaines circonstances et l'accroissement de la capacité des réseaux doit être approuvé par la CEO.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans les actifs d'OPG pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une foule de questions.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration d'OPG et exerce une influence directe sur les décisions importantes, y compris celles qui se rapportent au développement des projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, au dessaisissement d'actifs, au financement et à la structure du capital. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives la forçant à entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou le rendement, par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. De plus, les intérêts commerciaux d'OPG et les intérêts généraux de la Province pourraient entrer en conflit étant donné l'obligation de la Province de réagir sur une foule de questions influant sur l'environnement commercial d'OPG.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend notamment de la gestion efficace de ses besoins en matière de systèmes de technologie de l'information (« TI »). Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de TI que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Si OPG n'était pas en mesure de combler ses besoins en matière de TI, de gérer efficacement les menaces de cyber attaques ou les changements et les conversions de systèmes, des pannes de systèmes pourraient survenir, ou encore la Société pourrait être incapable de faire en sorte que ses systèmes de TI soient alignés pour soutenir ses activités. De plus, OPG pourrait être exposée à des risques d'exploitation et à des atteintes à sa réputation ou à des pertes financières en cas d'atteinte à la sécurité informatique. Pour atténuer ces risques, OPG surveille de près ses systèmes informatiques ainsi que les changements à son contexte opérationnel, en plus de mettre en place de façon proactive les mesures de sécurité appropriées pour contrer les risques liés aux TI. Un groupe de travail permanent sur la cybersécurité se penche régulièrement sur les programmes et initiatives en matière de cybersécurité et partage l'information parmi les groupes d'exploitation d'OPG. En décembre 2014, un programme de cybersécurité complet et intégré a été lancé à l'échelle d'OPG afin d'améliorer encore plus la position d'OPG en matière de cybersécurité dans toute l'entreprise et d'harmoniser davantage les pratiques de sécurité avec les meilleures pratiques et les normes du secteur.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques faillaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, cela pourrait nuire aux résultats financiers et à la réputation d'OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur cette capacité. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par le recours à de solides modalités, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs. En décembre 2014, un autre fournisseur s'est ajouté pour permettre la prestation de services techniques et de construction, et offrir à OPG plus de souplesse pour répondre au risque que des fournisseurs existants n'exécutent pas le travail.

Marchés de l'électricité interconnectés

OPG est l'un des nombreux participants qui se font concurrence sur les marchés interconnectés.

OPG livre concurrence sur les marchés de l'électricité interconnectés tout en tenant compte de nombreux facteurs externes, y compris : le coût du transport de l'électricité vers ces marchés; le prix de l'électricité dans ces marchés; la concurrence exercée par d'autres producteurs et vendeurs d'électricité; toute nouvelle barrière commerciale; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés. OPG Energy Trading, la filiale de négociation d'OPG, a un permis de la Federal Energy Regulatory Commission.

Contrats de location, partenariats et filiales

Le rendement financier d'OPG pourrait s'en ressentir si les risques liés aux contrats de location et aux partenariats devaient se réaliser.

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est partie à diverses ententes de partenariat relatives à la propriété et à l'exploitation d'autres centrales nucléaires.

En vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus locatifs sont réduits chaque année civile où la moyenne annuelle du PHEO chute sous les 30 $/MWh. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats consolidé.

En 2014, le PHEO moyen annuel a été supérieur à 30 $/MWh, n'entraînant aucune réduction dans les revenus locatifs. En outre, en raison d'une hausse prévue de la moyenne annuelle future du PHEO, la juste valeur du dérivé constituant un passif a diminué de 44 millions de dollars au cours de 2014. Le dérivé constituant un passif s'est établi à 302 millions de dollars au 31 décembre 2014, comparativement à 346 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les variations prévues de la moyenne annuelle future du PHEO constituent un risque annuel qui persistera jusqu'à ce que les unités Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location soit modifié. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés pour la production des installations nucléaires et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les centrales exploitées ou louées par OPG ou sur lesquelles OPG exerce un contrôle conjoint courent divers risques opérationnels, commerciaux, financiers, réglementaires et environnementaux.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

Les catastrophes naturelles, les aléas technologiques, ou les accidents d'origine humaine peuvent avoir une incidence sur la poursuite des activités d'OPG.

OPG est exposée à des incidents possibles ou réels ou à des événements comme des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine, à des événements importants pour lesquels elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée ou à une partie qui pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients notamment en facilitant l'élaboration de plans d'intervention en cas de risque et d'exercices de continuité des activités. Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG veille à ce que la Société gère les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les diverses procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des employés et du public et à contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Collectivités des Premières Nations et des Métis

OPG est exposée aux risques sous-tendant ses relations avec les Premières Nations et les Métis. La qualité des relations avec ces collectivités et l'issue des négociations avec elles peuvent avoir une incidence sur les projets et le rendement financier, de même que sur sa réputation.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières Nations et des Métis. Ces plaintes peuvent découler des projets et des aménagements d'installations de production liés à l'exploitation actuelle d'OPG, à l'exploitation passée du prédécesseur d'OPG, soit Ontario Hydro, pouvant avoir eu une incidence sur les titres et les droits des Premières Nations ou des Métis.

OPG a une politique sur les relations avec les Premières Nations et les Métis qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec ces collectivités. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, et les précédents créés par les décisions des tribunaux, qui peuvent changer au fil du temps.

Risques environnementaux

OPG peut faire l'objet à d'ordonnances ou d'accusations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les exigences des règlements sur l'environnement peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des responsabilités éventuelles et à des coûts pour OPG.

Des modifications apportées aux lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, le développement de nouveaux processus, l'achat de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Par ailleurs, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations.

Parmi les changements réglementaires éventuels qui sont gérés comme des risques par la Société, mentionnons les contraintes liées à la production d'électricité et les exigences concernant la gestion des débits d'eau pour protéger le poisson et son habitat, les exigences élargies sur les passages à poisson et les normes visant à diminuer la concentration de tritium dans la nappe phréatique et l'eau potable. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les activités des centrales et accroître les coûts. OPG continue de surveiller et de contrer les risques associés aux changements éventuels aux lois et règlements sur l'environnement. Il y a également un risque qu'OPG doive engager des coûts afin de répondre aux exigences du programme de conservation du patrimoine aux termes de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et les entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

	2014		2013	
(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	**Revenus**	**Charges**
Hydro One				
Ventes d'électricité	**23**	**-**	15	-
Services	**1**	**13**	-	14
Province d'Ontario				
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**-**	**476**	-	560
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**-**	**439**	-	755
Frais sur les revenus bruts	**-**	**123**	-	124
Commission de garantie de l'ONFA	**-**	**8**	-	8
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	**-**	**2**	-	1
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	**-**	**209**	-	208
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**-**	**187**	-	187
Impôts sur les bénéfices déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**-**	**136**	-	28
Entente de soutien d'urgence	**83**	**-**	360	-
Impôts sur le capital	**-**	**-**	-	1
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	**4 305**	**75**	4 015	62
	4 412	**1 668**	4 390	1 948

Les soldes à recevoir et à payer aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**1**	2
SIERE	**468**	331
SFIEO	**10**	67
PEC	**3**	2
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**8**	3
SFIEO	**63**	65
Province d'Ontario	**3**	2

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») et du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »). Les CPCI sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le CIIF est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des CPCI d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2014. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les CPCI d'OPG (comme défini dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2014.

Il n'y a eu aucune modification importante du CIIF au cours de l'exercice clos en 2014 qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur le CIIF d'OPG.

En date du 1er janvier 2015, OPG a terminé la mise en œuvre du PRSE, qui n'a eu aucune incidence importante sur les CIIF d'OPG en date du 31 décembre 2014. Le PRSE a consisté en un regroupement des systèmes de l'entreprise qui prennent en charge les activités des centrales, les achats, les paiements et la déclaration des temps de travail dans une optique d'une utilisation facile, d'efficience accrue et de processus opérationnels simplifiés à l'échelle de l'organisation. Depuis le début de 2015, dans la foulée du PRSE, certains processus à l'appui des CIIF d'OPG ont changé. Des tests seront effectués sur les contrôles internes sur le plan de l'efficacité de leur conception et leur fonctionnement dans le cadre du processus d'attestation par le chef de la direction et le chef des finances en 2015.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre 2014	2013
Ventes de la production réglementée	**1 051**	801
Ventes sur le marché au comptant	**13**	87
Comptes d'écarts	**53**	37
Divers	**201**	249
Total des revenus	**1 318**	1 174
Charges liées au combustible	**175**	176
Comptes d'écarts et de report	**2**	(9)
Total des charges liées au combustible	**177**	167
Marge brute	**1 141**	1 007
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**684**	720
Amortissement	**208**	236
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**211**	189
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(176)**	(166)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au tunnel de Niagara	**77**	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(9)**	(7)
Impôts fonciers	**10**	10
Restructuration	**3**	2
Bénéfice avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**133**	23
Autres revenus	**(5)**	-
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**138**	23
Intérêts débiteurs, montant net	**42**	23
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**96**	-
Charge (recouvrement) d'impôts	**6**	(4)
Bénéfice avant élément extraordinaire	**90**	4
Bénéfice net	**90**	4
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**86**	4
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**4**	-

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 86 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2014, contre 4 millions de dollars pour le trimestre correspondant en 2013. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont entraîné l'écart du bénéfice net :

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- Une hausse de 101 millions de dollars de la marge brute du secteur Production nucléaire réglementée, attribuable à une augmentation de 2,0 TWh de la production d'électricité
- Une hausse de 79 millions de dollars de la marge brute en raison surtout des nouveaux tarifs réglementés approuvés par la CEO, en vigueur à compter du 1er novembre 2014, pour la production nucléaire et hydroélectrique d'OPG, y compris les 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées
- Une baisse de 14 millions de dollars du coût des salaires en raison de l'amélioration de l'efficience opérationnelle qui se reflète par un nombre moins élevé d'employés

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- Une radiation de 77 millions de dollars à la suite du rejet par la CEO de certains soldes réglementaires se rapportant au tunnel de Niagara
- Une hausse de 22 millions de dollars de la charge de désactualisation, qui tient compte de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires en 2014, par rapport à 2013, en raison de changement à la valeur actualisée de l'obligation sous-jacente attribuable au passage du temps

Revenus moyens et prix de vente moyens

Les revenus moyens étaient comme suit :

	Trimestres clos les 31 décembre	
(¢/kWh)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Revenus moyens d'OPG	**5,8**	5,6
Revenus moyens autres qu'OPG	**11,3**	9,8

L'augmentation des prix de vente moyens des secteurs réglementés d'OPG pour le quatrième trimestre de 2014 s'explique par l'approbation par la CEO de nouveaux tarifs réglementaires qui sont entrés en vigueur le 1er novembre 2014. Le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée pour le quatrième trimestre de 2014 s'est établi à 6,0 ¢/kWh, contre 5,7 ¢/kWh pour le trimestre correspondant en 2013. Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée pour le quatrième trimestre de 2014 s'est fixé à 3,9 ¢/kWh, par rapport à 3,4 ¢/kWh pour le trimestre correspondant en 2013.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres s'est établie comme suit :

	Trimestres clos les 31 décembre	
(TWh)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Production nucléaire réglementée	**12,7**	10,7
Production hydroélectrique réglementée		
Centrales hydroélectriques réglementées existantes	**4,6**	4,8
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014	**3,0**	3,1
Portefeuille de production liée par contrat[1]	**0,6**	0,8
Total de la production d'électricité d'OPG	**20,9**	19,4
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario	**18,5**	19,7

[1] Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production attribuable à sa participation de 50 % dans PEC et Brighton Beach.

L'augmentation de 1,5 TWh de la production d'électricité au cours du quatrième trimestre de 2014 est essentiellement due à la hausse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en raison surtout de la baisse du nombre de jours d'interruption à la centrale Darlington. L'augmentation de la production nucléaire a été en partie contrebalancée par une diminution de la production hydroélectrique, du fait que la production de base excédentaire a eu des répercussions négatives sur la production d'électricité par les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. L'incidence sur le bénéfice net de la production de base excédentaire pour les centrales hydroélectriques réglementées existantes d'OPG et, à compter du 1er novembre 2014, sur les 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées a été neutralisée par un compte d'écarts réglementaires.

La demande primaire de l'Ontario s'est établie à 34,5 TWh pour le quatrième trimestre de 2014, ce qui représente une baisse par rapport à une demande de 35,6 TWh pour le quatrième trimestre de 2013 en raison des changements de la conjoncture économique.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 ont atteint 440 millions de dollars, comparativement à 191 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. L'accroissement des flux de trésorerie est dû principalement à la hausse des rentrées tirées de la production au quatrième trimestre de 2014.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 ont atteint 463 millions de dollars, comparativement à 400 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Cette augmentation s'explique surtout par des dépenses en immobilisations liées à plusieurs mises à niveau aux centrales nucléaires Darlington et Pickering et au projet de remise en état de la centrale Darlington. L'augmentation est en partie contrebalancée par une diminution des dépenses en immobilisations engagées pour le projet de la rivière Lower Mattagami et pour le projet de conversion d'Atikokan à la biomasse, comparativement au quatrième trimestre de 2013.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 ont atteint 4 millions de dollars, alors qu'il y avait eu des flux de trésorerie provenant des activités de financement de 20 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été inférieurs à ceux du quatrième trimestre il y a un an en raison de la diminution des emprunts nets par voie de papier commercial.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières annuelles pour les trois derniers exercices et les informations financières pour chacun des huit derniers trimestres. Ces informations sont tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités et des états financiers consolidés audités d'OPG. Ces informations financières ont été préparées conformément aux PCGR des États-Unis.

Informations financières annuelles

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2012**
Revenus	**4 963**	4 863	4 732
Bénéfice avant élément extraordinaire	**568**	135	367
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135	367
Bénéfice net avant élément extraordinaire par action ordinaire	**2,19 $**	0,53 $	1,43 $
Bénéfice net par action ordinaire *(en dollars)*	**3,14 $**	0,53 $	1,43 $
Total de l'actif	**41 653**	38 091	37 601
Total du passif à long terme	**30 491**	28 652	28 789
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**	256,3	256,3

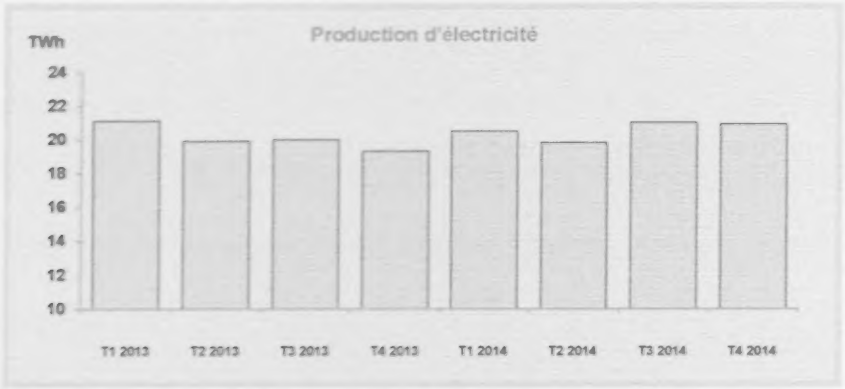
Informations financières trimestrielles

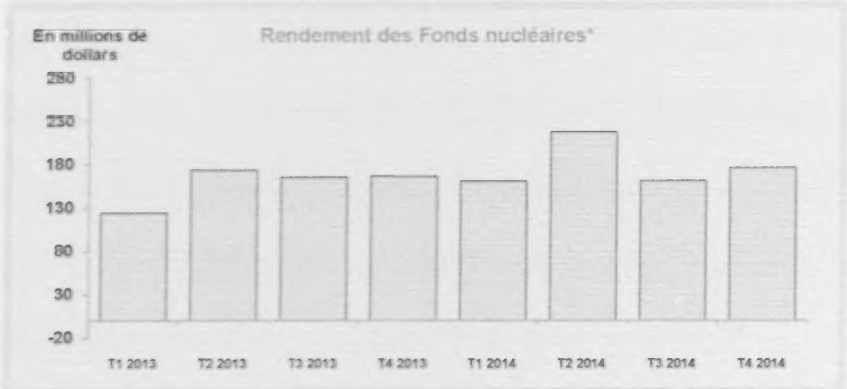
(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2014 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 318	1 160	1 098	1 387	4 963
Bénéfice avant élément extraordinaire attribuable à l'actionnaire	86	118	115	242	561
Bénéfice avant élément extraordinaire attribuable à la participation sans contrôle	4	1	1	1	7
Bénéfice avant élément extraordinaire	90	119	116	243	568
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	86	361	115	242	804
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	1	1	1	7
Bénéfice net	90	362	116	243	811
Par action, attribuable à l'actionnaire *(en dollars)*					
Bénéfice net avant élément extraordinaire	0,34 $	0,46 $	0,45 $	0,94 $	2,19 $
Bénéfice net	0,34 $	1,41 $	0,45 $	0,94 $	3,14 $

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2013 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 174	1 244	1 190	1 255	4 863
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	4	30	73	28	135
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	0,02 $	0,12 $	0,28 $	0,11 $	0,53 $

Tendances

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation. Les résultats financiers d'OPG sont également touchés par les rendements des Fonds nucléaires.





*déduction faite du compte d'écarts réglementaires

Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont décrits ci-après :

- Au cours des premier et troisième trimestres de 2013, une augmentation du nombre d'interruptions et de l'accroissement des activités de maintenance ont donné lieu à une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au titre de la production nucléaire et à une baisse du bénéfice net pour ces périodes.
- Les frais de restructuration de 46 millions de dollars comptabilisés au troisième trimestre de 2013 font suite principalement à la déclaration de l'actionnaire signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon aux centrales Lambton et Nanticoke au plus tard le 31 décembre 2013.
- Les revenus et le bénéfice net ont baissé au quatrième trimestre de 2013 en raison d'interruptions et d'activités de maintenance qui ont entraîné une baisse de la production.
- Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées ont augmenté de 163 millions de dollars pour le premier semestre de 2014, par rapport à ceux pour la période correspondante de 2013, en raison de l'hiver exceptionnellement froid au premier trimestre de 2014. Les revenus de négociation pour cette période ont aussi augmenté, soit de 40 millions de dollars, compte tenu de la variation positive des conditions météorologiques et du prix de l'essence.
- La mise en service de nouvelles unités tout au long de 2014 pour le projet de la rivière Lower Mattagami a fait croître les revenus et le bénéfice trimestriels.
- Le gain extraordinaire de 243 millions de dollars qui a été comptabilisé au cours du troisième trimestre de 2014 se rapporte à la comptabilisation d'actifs réglementaires additionnels relatifs aux 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées.
- Une radiation de 77 millions de dollars au quatrième trimestre de 2014 fait suite au rejet de certains soldes réglementaires se rapportant au projet du tunnel de Niagara.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris ses états financiers consolidés audités et les notes y afférentes, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

En plus du bénéfice net selon les PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités d'OPG. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc sans doute pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation du rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités courantes de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent une mesure conforme à sa stratégie qui consiste à exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateurs du rendement d'exploitation.

La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le **RCP** correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour la période. Il est mesuré sur une période de 12 mois. La définition du RCP a été peaufinée en 2014, par suite de l'établissement de la participation sans contrôle, laquelle correspond à des apports en capitaux propres fournis par la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première nation Moose Cree, à LMLP.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2014**	**2013**
RCP		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135
Divisé par : capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	**9 420**	8 951
RCP (en pourcentage)	**8,5**	1,5

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2014**	**2013**
RCP		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135
Déduire : gain extraordinaire	**243**	-
Bénéfice net, compte non tenu du gain extraordinaire, attribuable à l'actionnaire	**561**	135
Divisé par : capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	**9 299**	8 951
RCP (en pourcentage)	**6,0**	1,5

2) La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Il s'agit des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des intérêts payés, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels et des variations des soldes du fonds de roulement hors caisse pour la période. Les intérêts débiteurs ajustés comprennent les intérêts débiteurs, montant net, majorés des intérêts créditeurs, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, des intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires et des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes pour la période.

La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** est mesurée sur une période de 12 mois close le 31 décembre et calculée comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2014**	**2013**
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 433**	1 174
Ajouter : intérêts payés	**273**	255
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(135)**	(127)
Ajouter : variation des soldes du fonds de roulement hors caisse	**(212)**	(239)
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	**1 359**	1 063
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	**80**	86
Ajouter : intérêts créditeurs	**10**	10
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**135**	127
Ajouter : intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires	**75**	66
Ajouter : intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes	**179**	92
Intérêts débiteurs ajustés	**479**	381
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)	**2,8**	2,8

3) La **marge brute** se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

4) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour favoriser une plus grande transparence pour le marché concernant les pratiques en matière de gouvernance d'entreprise à appliquer par les émetteurs. Les pratiques de gouvernance d'OPG respectent les dispositions du *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* et l'*Instruction générale 58-201 sur la gouvernance*. En outre, OPG a revu ses pratiques de gouvernance en les comparant à celles présentées dans le rapport intitulé *Constitution de conseils d'administration performants*, publié en 2014 par la Coalition canadienne pour une bonne gouvernance, et les pratiques qui sont propres à OPG se comparent favorablement à ces dernières. L'information relative au conseil d'administration d'OPG se présente comme suit :

Conseil d'administration

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de 12 membres ayant des compétences dans la gestion de grandes sociétés, la gestion et l'exploitation de centrales nucléaires, la gestion de sociétés hautement capitalistiques, le suivi des relations avec les organismes de réglementation, le gouvernement et la population, la gestion des ressources humaines, un savoir-faire dans les domaines des finances, du droit et de la gouvernance d'entreprise, une compréhension des Premières Nations et des compétences dans la gestion des parties prenantes. Le conseil remplit sa tâche de supervision indépendante de la direction de la façon suivante : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; le conseil d'administration se réunit au moins cinq fois par année; une charte officielle consigne les devoirs du conseil d'administration et de chacun des comités du conseil et chaque charte est passée en

revue tous les ans; le conseil et chaque comité du conseil sont présidés par un administrateur indépendant; et, une partie de chaque réunion du conseil et des comités est tenue sans la direction.

OPG a une description de poste écrite pour le chef de la direction, qui est responsable de faire rapport au conseil d'administration de ses fonctions suivantes : encourager une culture qui promeut l'intégrité et une conduite éthique; accroître la valeur pour l'actionnaire; définir et mettre en œuvre une stratégie, y compris un modèle d'affaires viable qui comblera les besoins de production d'électricité à long terme de la Province; et établir des normes de leadership qui atteindront une excellence opérationnelle en ce qui concerne les relations avec les parties prenantes, le rendement financier, la fiabilité, la gestion en matière de santé, de sécurité et d'environnement et la conformité réglementaire. Le conseil définit également le rôle et les responsabilités du président et chef de la direction à l'intérieur des règlements administratifs, de la charte du conseil, des politiques du conseil et des buts et objectifs annuels de la Société et du chef de la direction. Le conseil détermine et surveille le rendement par rapport aux cibles et objectifs établis annuellement pour le chef de la direction et pour OPG.

Indépendance des administrateurs

Une fois l'an, le comité de gouvernance et de mise en candidature passe en revue les renseignements fournis par les administrateurs dans le questionnaire annuel à l'intention des administrateurs et examine chaque lien avec OPG divulgué pour déterminer si l'administrateur est (ou demeure) indépendant. Le comité de gouvernance et de mise en candidature rend compte de son examen au conseil d'administration.

Conformément aux exigences en matière d'indépendance du paragraphe 1.4 du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « Règlement 52-110 ») et à la lumière des faits applicables à l'égard de cette norme, le comité de gouvernance et de mise en candidature du conseil a déterminé que les administrateurs nommés sont tous indépendants, sauf Tom Mitchell, qui aurait une relation importante avec OPG en vertu de son poste de président et chef de la direction d'OPG.

Le conseil d'OPG s'est doté d'une politique et d'une procédure en matière de conflit d'intérêts à l'intention des membres du conseil d'administration, qui encadrent la communication et la résolution des conflits d'intérêts avérés ou possibles des administrateurs. Le conseil d'administration applique un processus annuel qui consiste pour les administrateurs à lui rendre compte dans une communication écrite :

i) de tout conflit d'intérêts possible, afin de se conformer à la politique en matière de conflit d'intérêts à l'intention du conseil d'administration et à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (la « LSA »)
ii) de leur indépendance et de leurs compétences financières, afin de se conformer à la réglementation sur les valeurs mobilières ayant trait aux conseils d'administration et aux comités d'audit
iii) de leur conformité aux autres exigences en matière d'information et de dépôt de documents

Dans le but de réduire davantage les risques de conflits d'intérêts, le conseil d'administration a adopté une politique sur les administrateurs siégeant ensemble à d'autres conseils. La politique du conseil à cet égard limite à deux le nombre d'administrateurs d'OPG pouvant siéger au même conseil d'un autre émetteur assujetti. Les administrateurs doivent confirmer leur conformité à la politique d'OPG sur les administrateurs siégeant à d'autres conseils dans leur communication au président du conseil d'administration de leur nomination à d'autres conseils.

Planification stratégique

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. L'objectif d'OPG est d'être le producteur d'électricité à faibles coûts le plus choisi en Ontario, en poursuivant trois grandes stratégies : l'excellence opérationnelle, l'excellence des projets et la durabilité financière.

Le conseil d'OPG tient chaque année une séance de travail portant sur la stratégie et consacre une bonne partie de chaque réunion régulière du conseil à discuter de questions de stratégie. Il revient à la direction d'établir la stratégie et de la présenter au conseil pour discussion.

En 2014, le conseil a reçu des rapports sur les principales questions stratégiques, les risques, les faits nouveaux en matière de concurrence et les occasions possibles pour la Société. La direction veille à ce que les principaux éléments stratégiques fassent partie du plan d'affaires d'OPG, lequel est revu et approuvé annuellement par le conseil. Le conseil d'administration reçoit également des comptes rendus périodiques de conseillers externes sur l'évolution générale du secteur de l'énergie ou sur des questions stratégiques particulières.

Surveillance de la gestion du risque

Le conseil d'OPG surveille la méthode qu'OPG utilise pour détecter, signaler et atténuer les risques susceptibles d'entraver de façon significative la capacité d'OPG d'atteindre ses objectifs stratégiques à long terme, ainsi que certains objectifs particuliers du plan d'affaires. Pour s'acquitter de ses responsabilités de surveillance des risques, le conseil a instauré la politique de gestion des risques de l'entreprise et a mis sur pied le comité de surveillance des risques du conseil qui est composé d'administrateurs indépendants. Ce comité a pour mandat de surveiller le cadre de gestion des risques de l'entreprise utilisé par la direction pour gérer le profil de risque d'OPG, et d'aider le conseil à comprendre l'incidence possible des différents risques sur la Société et les mesures prises par la direction pour faire face à ces risques. Le comité de surveillance des risques reçoit du chef de la gestion des risques d'OPG des rapports trimestriels sur les risques de l'entreprise, de même que des rapports sur les risques stratégiques, transactionnels et opérationnels auxquels sont exposées les activités hydroélectriques et thermiques, les technologies de l'information, les finances et les activités de siège social d'OPG. De plus, le chef de la gestion des risques transmet ces rapports au comité de surveillance nucléaire ainsi qu'au comité d'audit et des finances.

Par l'entremise du comité de rémunération et des ressources humaines, le conseil surveille également les risques liés au programme de rémunération des cadres pour éviter que des preneurs de décisions prennent des risques exagérés dans le but d'obtenir les incitatifs prévus dans les plans de rémunération. Le chef de la gestion des risques et la vice-présidente principale, Ressources humaines revoient ensemble le programme de rémunération des cadres une fois par année pour détecter la prise de risques inadéquats; ils transmettent ensuite un rapport annuel conjoint au comité de rémunération et des ressources humaines du conseil.

Administrateurs

Les profils ci-dessous donnent les noms, la municipalité de résidence, la fonction au sein de la Société et la fonction principale de chaque administrateur de la Société en date du 13 mars 2015 :

Bernard Lord
49 ans
Moncton, Nouveau-Brunswick, Canada

Bernard Lord a été nommé président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation le 1er avril 2014. M. Lord est président et chef de la direction de l'Association canadienne des télécommunications sans fil et président de la Fondation des dons sans fil du Canada. Il est membre du conseil d'administration de Médavie Blue Cross, de Clean Air Power et d'Ontario Power Generation. Il est également membre du North American Advisory Board d'Alexander Proudfoot.

Bernard Lord est titulaire d'un baccalauréat avec majeure en économie et d'un baccalauréat en common law de l'Université de Moncton. Il a aussi reçu des doctorats honorifiques de l'Université du Nouveau-Brunswick, de l'Université de Moncton et de l'Université Saint-Thomas. Il a été admis au Barreau du Nouveau-Brunswick en 1993 et a été nommé conseiller de la Reine en 2011.

En 1999, Bernard Lord devient à 33 ans un des plus jeunes premiers ministres canadiens. Il est réélu avec une majorité parlementaire en 2003 et il occupera le poste de premier ministre du Nouveau-Brunswick jusqu'en octobre 2006. Il a été élu député à l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick à quatre reprises.

Son gouvernement a instauré plusieurs nouvelles initiatives favorisant la mise en valeur des ressources naturelles et respectant également l'environnement, notamment une nouvelle politique énergétique qui a mené à la restructuration d'Énergie NB et à la remise en état de la centrale nucléaire Point Lepreau.

Au cours de ses mandats à titre de premier ministre, la province du Nouveau-Brunswick a connu son taux de chômage le plus bas en 30 ans, des réductions d'impôt ont été accordées année après année et son gouvernement a atteint l'équilibre budgétaire et a fait diminuer la dette. Son gouvernement a investi des sommes sans précédent dans les soins de santé et dans l'éducation, a raffermi la démocratie locale et a modernisé la *Loi sur les langues officielles*.

Nominations au conseil/à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (novembre 2013)	11 sur 12	92 %
Comité d'audit et des finances (de décembre 2013 au 31 mars 2014)	0 sur 1	0 %
Comité de surveillance des risques (de décembre 2013 au 31 mars 2014)	0 sur 1	0 %
Comité spécial (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Le président du conseil n'est membre d'aucun comité permanent. Le président du conseil assiste à toutes les réunions des autres comités.	23 sur 23	100 %

Fonction principale : Président et chef de la direction de l'Association canadienne des télécommunications sans fil (ACTS)

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Clean Air Power

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Tom Mitchell
59 ans
Whitby, Ontario, Canada

Tom Mitchell est président et chef de la direction d'Ontario Power Generation Inc. (OPG). Il a été nommé à ce poste en mai 2009. Auparavant, il a été chef des opérations nucléaires des centrales Darlington, Pickering A et Pickering B. Il a également été vice-président des installations et vice-président principal, Pickering B. Au moment de joindre OPG en avril 2002, il occupait le poste de vice-président, Opérations nucléaires et était chargé d'offrir du soutien aux centrales nucléaires Pickering et Darlington.

M. Mitchell compte plus de 35 ans d'expérience dans le secteur nucléaire. Avant de se joindre à OPG, il était vice-président, Division du soutien de l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO) à Atlanta, en Géorgie. Au cours de sa carrière à l'INPO, il a dirigé les services de radioprotection, d'analyse de sûreté des centrales et de soutien technique. Il a acquis une vaste expérience des opérations, notamment à la centrale nucléaire Peach Bottom où il a agi comme directeur du soutien à l'exploitation, responsable des services techniques aux installations, et vice-président des installations. Lors de son passage à Peach Bottom, le rendement de la centrale est passé de l'état d'arrêt réglementaire à chef de file reconnu pour son exploitation sécuritaire et fiable. La contribution de Tom Mitchell au secteur nucléaire dépasse les frontières américaines. Il a été directeur adjoint du Centre d'Atlanta de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO), où il a participé aux activités de la WANO dans plusieurs régions du monde, dont aux centrales CANDU de Bruce, Darlington, Pickering, Point Lepreau, Cernavoda et KNPP.

Depuis le 1er janvier 2012, Tom Mitchell est président du conseil d'administration du Centre d'Atlanta de la WANO et, en vertu de cette nomination, il est membre du conseil d'administration de la WANO à Londres, au Royaume-Uni. En outre, la WANO l'a invité à présider et diriger une commission spéciale post-Fukushima. Son mandat visait à formuler des recommandations sur la façon dont la WANO pouvait améliorer ses programmes et sa structure au lendemain du désastre. En avril 2012, il a été nommé au conseil d'administration de l'Electric Power Research Institute.

Tom Mitchell est titulaire d'une maîtrise en génie mécanique de l'Université George Washington et d'un baccalauréat en génie nucléaire de l'Université Cornell. En juin 2012, l'Institut universitaire de technologie de l'Ontario lui a décerné un doctorat honorifique.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil	12 sur 12	100 %
Le président et chef de la direction assiste à toutes les réunions des comités, sauf les réunions et séances à huis clos des administrateurs indépendants.	40 sur 40	100 %

Fonction principale : Président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : N'est pas indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Nicole Boivin
56 ans
Toronto, Ontario, Canada

Nicole Boivin est une chef d'entreprise qui compte plus de 30 ans d'expérience dans les domaines des services financiers et des télécommunications, ainsi que dans le secteur public et celui des organismes sans but lucratif. M^me^ Boivin a été chef de la gestion de la marque et des communications de Manuvie, société canadienne et chef de file des services financiers. Tout au long de sa carrière de 14 ans chez Manuvie, M^me^ Boivin a occupé divers postes de direction dans les secteurs des ressources humaines, de la gestion de la marque, du marketing et des communications.

Avant de se joindre à Manuvie, elle a occupé de nombreux postes allant du secteur public au secteur des organismes sans but lucratif auxquels elle attribue son approche globale et axée sur la création et la collaboration. Au début des années 1990, elle a été directrice générale de Centraide à Sudbury, puis adjointe du président de l'Université Laurentienne et, avant Manuvie, elle a été cadre chez BCE Media/Bell Canada.

M^me^ Boivin est en terrain connu pour ce qui est de tous les aspects de la gouvernance du conseil, en sa qualité de membre du conseil et de cadre collaborant aux processus et à la dynamique du conseil. Elle est membre du conseil d'administration national de Passeport pour ma réussite en plus d'avoir été nommée par la Province au conseil du Harbourfront Centre à Toronto où elle a également présidé le comité du développement. Nicole Boivin est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Laurentienne et sa thèse portait sur la gouvernance des conseils d'administration pour les organismes sans but lucratif. Elle est également membre de l'Institut des administrateurs de sociétés et parle couramment l'anglais et le français.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	11 sur 11	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %

Fonction principale : Administratrice de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

William Coley
71 ans
Charlotte, Caroline du Nord, États-Unis

Bill Coley a été chef de la direction de British Energy, poste qu'il a occupé de 2005 à 2009, jusqu'à sa retraite après le regroupement de British Energy et d'EDF Energy. Il a été président de Duke Power de 1997 jusqu'à sa retraite en février 2003. Il a occupé divers postes de cadre dans les secteurs de l'ingénierie et de l'exploitation et a été membre de la haute direction au cours de sa carrière de 37 ans auprès de la société.

M. Coley est administrateur de Peabody Energy et d'E.R. Jahna Industries ainsi que membre du comité consultatif technique international de Nuclear Electric Insurance Limited. Il a également fait partie de la commission Fukushima de la WANO sous la présidence de Tom Mitchell.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (depuis janvier 2013)	12 sur 12	100 %
Comité d'audit et des finances (de février 2013 à avril 2014)	1 sur 1	100 %
Comité de surveillance nucléaire (février 2013)	5 sur 5	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature* (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Chef de la direction de British Energy, à la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Peabody Energy

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Elisabeth (Lisa) DeMarco
47 ans
Toronto, Ontario Canada

Lisa DeMarco est associée principale au cabinet Zizzo Allan DeMarco LLP et compte plus de 20 ans d'expérience en droit et dans les secteurs de la réglementation, des politiques et de la défense des intérêts touchant l'énergie et les changements climatiques. Elle représente plusieurs gouvernements et clients importants du secteur de l'énergie sur diverses questions portant sur le gaz naturel, l'électricité et le stockage d'énergie auprès de divers organismes réglementaires, notamment la Commission de l'énergie de l'Ontario et l'Office national de l'énergie. Elle a été professeure adjointe à la Faculté de droit Osgoode Hall et y donne des conférences régulièrement.

M[me] DeMarco aide également d'importantes sociétés énergétiques canadiennes au sujet du développement de projets électriques, de projets de production d'énergie renouvelable, de projets liés à des combustibles de remplacement, de la mise au point et du financement de technologies propres, du stockage de l'énergie, du captage et du stockage du carbone, de la responsabilité sociale des entreprises, de la divulgation d'informations environnementales, du financement d'énergie propre et de l'élaboration d'une stratégie d'affaires sur le développement durable à l'échelle nationale et internationale.

Chambers Global la décrit comme l'une des principales avocates à l'échelle mondiale en matière de changements climatiques et elle assiste souvent aux délibérations des Nations-Unis et y donne des conseils liés à ces domaines. Elle a été nommée et a maintes fois été recommandée par LEXpert, Expert Guide, International Who's Who et Chambers Canada à titre d'avocate de premier plan du secteur de l'énergie (pétrole et gaz) et de l'environnement. M[me] DeMarco a travaillé auprès de banques multilatérales de développement et de sociétés énergétiques sur des transactions et des projets en Inde, au Brésil, au Sri Lanka, en Thaïlande, en Argentine, au Chili, en Irlande, en Afrique, au Mexique, en Chine, en Russie, en Californie, en Alberta, en Ontario et au Québec. Elle joue un rôle actif et continu dans l'élaboration et la rédaction de politiques, règlements et lois en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre au Canada et ailleurs dans le monde. Elle a été nommée par la première ministre de l'Ontario au Comité sur les changements climatiques qui a maintenant pris fin et est toujours membre nommé du Groupe d'étude de l'Ontario sur l'énergie propre.

Lisa DeMarco est membre du conseil d'administration de l'Association de l'énergie de l'Ontario et membre du Atmospheric Fund Investment Committee de Toronto. Elle est diplômée de l'Université Western Ontario (baccalauréat avec distinction – 1990), de l'Université de Toronto (maîtrise – 1992), de la Faculté de droit Osgoode Hall, de l'Université York (Droit LL. B. – 1995) et de la Vermont Law School (MSEL, avec mention d'excellence – 1995).

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	11 sur 11	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis avril 2014)	3 sur 3	100 %

Fonction principale : Avocate

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Brendan Hawley
62 ans
Ottawa, Ontario, Canada

Brendan Hawley est l'associé principal de Brendan Hawley & Associates (BHA), société de consultation bilingue spécialisée dans les communications liées à la défense des intérêts auprès de clients des secteurs tant public que privé.

Originaire d'Ottawa et diplômé avec distinction en histoire et journalisme du St. Patrick's College et de l'Université Carleton, à Ottawa, M. Hawley a travaillé pendant dix ans au gouvernement fédéral, puis dans le secteur privé avant d'ouvrir sa propre société en 2000. Il a occupé des postes de cadre dans les domaines des communications, du marketing et des affaires publiques pour le compte de plusieurs grandes organisations des secteurs public et privé, dont Ingénieurs Canada, Exportation et développement Canada et l'Association canadienne des carburants.

M. Hawley aide depuis longtemps les clients à établir leurs objectifs organisationnels, parallèlement à leurs plans d'affaires opérationnels. Il compte également une forte expérience en gestion de stratégies et de programmes de formation au sujet du secteur énergétique au Canada. Il a mis sur pied un programme de formation d'été portant sur l'énergie destiné aux députés fédéraux pour favoriser une meilleure compréhension de l'économie du secteur de l'énergie et, dans le cadre d'un mandat plus large, pour traiter de questions d'ordre fédéral et provincial entourant la fixation du prix de l'énergie, les centrales d'énergie et les produits énergétiques. Il a aussi rédigé un guide bien connu sur la conduite à adopter dans la défense des intérêts à l'échelon fédéral.

Brendan Hawley est affilié à un certain nombre d'entreprises et organismes philanthropiques, mais il se concentre davantage ces derniers temps au Musée canadien de la nature et au Musée des sciences et de la technologie du Canada, à Ottawa.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	11 sur 11	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %
Comité de surveillance nucléaire (février 2013)	4 sur 4	100 %

Fonction principale : Conseiller en gestion

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

John Herron
61 ans
Punta Gorda, Floride, États-Unis

John Herron a pris sa retraite d'Entergy où il a été président et chef de la direction, et chef des opérations nucléaires de la société Entergy Nuclear, où il était responsable de centrales nucléaires situées dans divers États (New York, Massachusetts, Vermont, Michigan, Louisiane, Mississippi et Arkansas), de même que des services de gestion de la société à la centrale nucléaire Cooper dans l'État du Nebraska.

Auparavant, il a été vice-président principal des opérations nucléaires d'Entergy où il était chargé du volet opérationnel de la gestion des parcs de véhicules. M. Herron s'est joint à Entergy en février 2011 à titre de vice-président, Opérations de la centrale nucléaire Waterford 3, à Killona, en Louisiane. Il a ensuite été muté à New York au poste de vice-président principal de la centrale nucléaire Indian Point en février 2002.

La carrière de M. Herron a commencé en 1979 dans le domaine des opérations nucléaires de la centrale nucléaire Vermont Yankee. Parmi les postes qu'il a occupés, mentionnons superintendant des services techniques, directeur des opérations, gestionnaire de programmes techniques, chef d'équipe et opérateur responsable de la surveillance de la salle de commande. En 1994, il a déménagé à Brownville, au Nebraska pour devenir directeur de la centrale nucléaire Cooper du Nebraska Public Power District.

John Herron s'est ensuite joint à la Tennessee Valley Authority (TVA) en tant que directeur de la centrale nucléaire Sequoyah, à Soddy-Daisy, au Tennessee, poste qu'il a occupé d'octobre 1996 à juillet 1999. Entre juillet 1999 et février 2001, M. Herron a été vice-président des installations à la centrale nucléaire Browns Ferry de la TVA.

Avant de faire carrière dans les services publics, il a servi dans la marine américaine de 1972 à 1978. Il était affecté au sous-marin USS Tullibee et au réacteur S1C NPTU, Windsor, il y était alors instructeur à la Nuclear Submarine Prototype School.

M. Herron est titulaire d'un baccalauréat en gestion des affaires de l'Université Franklin Pierce, à Rindge, au New Hampshire. Il a également suivi le programme de gestion avancée offert par la Harvard Business School en mai 2005.

John Herron est actuellement membre du conseil d'administration de Duke Energy. Il a également fait partie du conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations et du Nuclear Strategic Issues Advisory Committee de la Nuclear Energy Institute. Dans la foulée du tremblement de terre au Japon en 2011, il a été nommé à la commission Post-Fukushima de la WANO et au Fukushima Response Steering Committee mis sur pied par le secteur nucléaire aux États-Unis.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (novembre 2013)	12 sur 12	100 %
Comité de surveillance nucléaire* (décembre 2013)	5 sur 5	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (décembre 2013)	9 sur 10	90 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis août 2014)	1 sur 1	100 %
Comité spécial (depuis novembre 2014)	1 sur 1	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Président et chef de la direction, et chef des opérations nucléaires, Entergy Nuclear, à la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Duke Energy (NYSE)

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Roberta Jamieson
62 ans
Ohsweken, Ontario, Canada

Roberta L. Jamieson est une Mohawk membre de la bande des Six Nations de la rivière Grand, en Ontario, où elle réside encore. En novembre 2004, elle a été nommée présidente et directrice générale d'Indspire, principal organisme de bienfaisance dirigé par des Autochtones au Canada, et productrice déléguée des prix Indspire, gala diffusé à l'échelle nationale qui souligne les réalisations des Autochtones.

Sous la gouverne de M^me^ Jamieson, l'organisme est en plein essor. Depuis ses débuts, Indspire a investi presque 65 millions de dollars en remettant près de 20 000 bourses d'études et de perfectionnement à des étudiants autochtones. Depuis la nomination de M^me^ Jamieson, les sommes annuelles remises en prix ont quintuplé. Elle a élargi les conférences d'Indspire sur les carrières à l'intention des jeunes Autochtones à toutes les régions du Canada et lancé un programme de reconnaissance pour les élèves autochtones. Elle a également contribué à l'élaboration du K-12 Indspire Institute, centre de ressources en ligne axé sur l'accroissement du taux de réussite des études secondaires et sur la réussite de la maternelle à la 12^e^ année. Sous sa direction, Indspire a mené une campagne de financement qui a recueilli une somme record de 20 millions de dollars en 2013 à l'appui du programme d'Indspire, *Building Brighter Futures: Bursaries and Scholarships Awards*.

Roberta Jamieson connaît une brillante carrière ponctuée de grandes premières. Elle a été la première femme des Premières Nations à obtenir un diplôme en droit, la première membre d'office non parlementaire d'un comité de la Chambre des communes, la première femme ombudsman de l'Ontario (de 1989 à 1999) et en décembre 2001, elle a été la première femme élue chef de la bande des Six Nations de la rivière Grand. M^me^ Jamieson a aussi été commissaire de la Commission sur les Indiens de l'Ontario de 1986 à 1989.

Elle a reçu de nombreux prix, notamment le Prix national d'excellence décerné aux Autochtones (catégorie droit et justice en 1998); le titre de Conseillère des peuples autochtones, soit la plus haute distinction remise par l'Association du Barreau autochtone; le prix David C. Smith 2014 du Conseil des universités de l'Ontario et 23 diplômes honorifiques. Elle a figuré à trois reprises au palmarès des cent Canadiennes les plus influentes du Réseau des femmes exécutives. Membre de l'Ordre du Canada, elle siège également au conseil d'administration du conseil consultatif du directeur général des élections.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (mai 2012)	12 sur 12	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (mai 2012)	5 sur 5	100 %
Comité de surveillance des risques* (mai 2012)	4 sur 4	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %

* Présidente du comité

Fonction principale : Présidente et chef de la direction d'Indspire

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Ira Kagan
52 ans
Toronto, Ontario, Canada

Ira T. Kagan est un des cofondateurs du cabinet d'avocats KAGAN SHASTRI LLP. M. Kagan a obtenu un baccalauréat ès sciences de l'Université de Toronto en 1985 et un *Juris Doctor* de l'Université de Toronto en 1988. Il a été admis au Barreau de l'Ontario en 1990 et depuis, il pratique surtout le droit municipal et le droit de l'aménagement du territoire pour le compte du secteur privé (dont de nombreux promoteurs immobiliers de premier plan de la région du Grand Toronto) et du secteur public (offices de protection de la nature, municipalités locales et régionales).

Ira Kagan se présente souvent devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et bon nombre de conseils municipaux et comités un peu partout dans la région du Grand Toronto. Sa pratique porte sur tous les aspects de l'aménagement du territoire, y compris les demandes d'aménagement, la négociation et la médiation, les appels (présentés devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et les tribunaux) et les décisions stratégiques prises tout au long du processus. Il anime régulièrement des séminaires sectoriels et des séminaires de formation continue en droit, et il a pris part à de nombreux dossiers de premier plan en matière d'aménagement du territoire dans la région du Grand Toronto.

En 2005 et en 2006, KAGAN SHASTRI LLP a été nommé un des meilleurs cabinets en droit municipal de la région du Grand Toronto par Nova Res Urbis et, depuis, occupe systématiquement le haut du classement.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	9 sur 11	82 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	5 sur 6	83 %
Comité de surveillance des risques (depuis avril 2014)	2 sur 3	67 %

Fonction principale : Avocat

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

M. George Lewis
54 ans
Toronto, Ontario, Canada

Membre du Groupe de la direction de RBC depuis février 2007, George Lewis est l'un des huit dirigeants responsables de l'orientation stratégique générale de RBC, soit la plus grande banque du Canada. M. Lewis est chef de groupe, Gestion de patrimoine et Assurance, le plus important gestionnaire de patrimoine au Canada et le cinquième en importance à l'échelle mondiale. M. Lewis est également président du conseil et gestionnaire de portefeuille de RBC Gestion mondiale d'actifs inc. Avant sa nomination au Groupe de la direction, il a été chef de l'unité de gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada de RBC, ainsi que chef des produits bancaires de cette plateforme. Auparavant, il a occupé les fonctions de directeur général et de chef, actions, secteur institutionnel à RBC Marchés des Capitaux. À ce titre, il était responsable des activités du service Vente, négociation et recherche, Secteur institutionnel. Il a été nommé un des meilleurs analystes en recherche d'actions au Canada pendant trois années consécutives, en s'intéressant surtout aux services publics d'électricité, de gazoduc et de télécommunications.

George Lewis possède une vaste expérience du secteur des placements. Il est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Harvard avec mention et d'un baccalauréat en commerce, avec mention très bien, du Trinity College de l'Université de Toronto. Il détient les titres d'analyste financier agréé et de FCA/FCPA, il est également administrateur accrédité de l'Institut des administrateurs de sociétés. M. Lewis est membre du conseil d'administration du Canadian Film Centre et de la Toronto Symphony Orchestra (ex-président). Il est membre et ex-président de la Bishop's Company du diocèse anglican de Toronto, il est parrain et ancien membre du conseil de Centraide du Grand Toronto. M. Lewis occupe aussi les fonctions honoraires de colonel commandant au sein de la Branche des services de l'aumônerie des Forces armées canadiennes.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (février 2005)	12 sur 12	100 %
Comité d'audit et des finances* (mai 2010)	7 sur 7	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (mai 2010)	4 sur 5	80 %
Comité spécial (septembre 2012)	8 sur 9	89 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (décembre 2013)	3 sur 5	60 %

* Président du comité

Fonction principale : Cadre auprès d'une société de services financiers

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Peggy Mulligan
56 ans
Mississauga, Ontario, Canada

Peggy Mulligan a été vice-présidente directrice et chef des finances de Valeant Pharmaceuticals International, Inc. jusqu'en décembre 2010. Auparavant, elle a occupé le poste de directrice chez Priiva Consulting, après avoir été vice-présidente directrice et chef des finances de Linamar Corporation. Avant d'entrer au service de Linamar, M^me^ Mulligan a occupé pendant 11 ans, à la Banque de la Nouvelle-Écosse, les postes de vice-présidente à la direction, Systèmes et exploitation et de première vice-présidente, Audit et inspecteur-chef. Avant de se joindre à la Banque de la Nouvelle-Écosse, elle a été associée d'audit au sein de PricewaterhouseCoopers à Toronto. M^me^Mulligan est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en mathématiques de l'Université de Waterloo et elle est Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario (FCA) depuis 2003.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (décembre 2005)	12 sur 12	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines* (mars 2012)	10 sur 10	100 %
Comité de surveillance des risques (de mai 2010 à avril 2014)	1 sur 1	100 %
Comité spécial (septembre 2012)	9 sur 9	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (décembre 2013)	5 sur 5	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	6 sur 6	100 %

* Présidente du comité

Fonction principale : Administratrice de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Capital Power Corporation, Tuckamore Capital

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Gerry Phillips
74 ans
Ajax, Ontario, Canada

Gerry Phillips a été le député provincial de la circonscription Scarborough-Agincourt dans l'est de Toronto, de 1987 à 2011. Il a détenu six portefeuilles ministériels, y compris le ministère de l'Énergie à deux reprises, où il a été l'actionnaire d'OPG en 2007 et 2008, puis de façon intérimaire de novembre 2009 à janvier 2010. Avant de se lancer en politique, M. Phillips a obtenu son diplôme de la School of Business de l'Université Western Ontario et a travaillé dans le groupe marketing chez Procter and Gamble. En 1970 il est entré au service du cabinet d'experts-conseils Canadian Marketing Associates dont il est devenu le président en 1977. Il a par la suite lancé deux sociétés dérivées prospères, soit le Sales Development Group en 1979 et le Retail Resource Group en 1982. En 1987, il était président de ces trois sociétés, qui comptaient environ 300 employés.

M. Phillips est titulaire d'un baccalauréat avec distinction de la Western School of Business. Il a été le président du Conseil de gestion du Cabinet et le ministre responsable de la réglementation sur les valeurs mobilières en Ontario.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2014 :**	
Conseil (janvier 2013)	12 sur 12	100 %
Comité d'audit et des finances (de février 2013 à avril 2014)	1 sur 1	100 %
Comité de surveillance des risques (février 2013)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (octobre 2013)	8 sur 9	89 %
Comité de surveillance nucléaire (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %

Fonction principale : À la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Tous les administrateurs de la Société exercent leur fonction principale depuis plus de cinq ans, à l'exception des personnes suivantes :

Nicole Boivin a été vice-présidente principale, Ressources humaines et Communications de Société Financière Manuvie de juin 2007 à décembre 2011 et chef de la gestion de la marque et des communications de Société Financière Manuvie de janvier 2012 à mai 2014.

Lisa DeMarco a été associée chez Macleod Dixon LLP de mars 2002 à janvier 2012, associée chez Norton Rose Canada LLP de janvier 2012 à juin 2013 et associée chez Norton Rose Fulbright LLP de juin 2013 à décembre 2014.

John Herron a été président et chef de la direction et directeur des opérations nucléaires d'Entergy Corporation de décembre 2009 à avril 2013.

Peggy Mulligan a été chef des finances de Valeant Pharmaceuticals International Inc. de septembre 2008 à décembre 2010.

Gerry Phillips a été ministre sans portefeuille de juin 2008 à octobre 2011, ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario de novembre 2009 à janvier 2010, président du Cabinet de juin 2008 à octobre 2011, et président du comité spécial chargé de la transaction de TMX de février 2011 à avril 2011.

Orientation et formation continue

L'examen et la recommandation d'un programme d'orientation adéquat incombent au comité de gouvernance et de mise en candidature. Les nouveaux administrateurs reçoivent la documentation pertinente sur les pratiques et les politiques de gouvernance d'OPG et sur ses activités. Les administrateurs visitent des centrales d'OPG où les hauts dirigeants leur brossent un portrait général de l'exploitation et des activités d'OPG.

Le conseil d'administration appuie et veille à la formation continue des administrateurs d'OPG, tant sur le plan des activités d'OPG que des fonctions à titre d'administrateur. Des visites des principales centrales d'OPG, des visites de sites visant les projets d'OPG avec ses partenaires commerciaux des Premières Nations et des présentations spéciales par des spécialistes internes et externes sont organisées chaque année à l'intention du conseil d'administration ou d'un comité sur des sujets d'actualité liés aux affaires ou sur des aspects touchant particulièrement l'exploitation d'OPG. Parmi les sujets abordés en 2014, notons la stratégie, les tendances du secteur de l'énergie, les risques et la gouvernance d'entreprise. Les administrateurs reçoivent des articles et des publications sur les plus récents sujets d'intérêt. Les membres du conseil d'administration disposent d'un accès illimité aux documents et dossiers du conseil d'administration et des comités. OPG a élaboré un guide de gouvernance à l'intention des administrateurs qui comprend les informations nécessaires pour s'acquitter de leur mandat en tant qu'administrateur, notamment les devoirs et les obligations d'un administrateur en vertu de la LSA, ainsi que les politiques et procédures pertinentes de la Société. OPG soutient également la participation des administrateurs au programme de formation des administrateurs offert par l'Institut des administrateurs de sociétés ou d'un programme équivalent et elle appuie la participation au programme de formation des administrateurs offert par la Goizueta Business School pour les membres du comité de surveillance nucléaire.

Éthique commerciale

Le conseil d'administration s'est doté d'une politique sur le comportement éthique en affaires et d'un code de conduite professionnelle. Dans le cadre de son mandat, le comité de rémunération et des ressources humaines reçoit des rapports périodiques au cours de l'année sur le code de conduite professionnelle pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés ont été mis en place, qu'ils sont appliqués et que des mesures correctives sont prises si ce n'est pas le cas. Le comité de rémunération et des ressources humaines et le comité d'audit et des finances reçoivent tous les deux des rapports trimestriels de la direction sur le code de conduite professionnelle (y compris des rapports sur les cas fondés de fraude) et le règlement des litiges, notamment les mesures disciplinaires imposées, ainsi qu'un rapport annuel sur le code de conduite professionnelle et un rapport sur la revue annuelle de la politique mise en place par le conseil d'administration. Le code de conduite professionnelle d'OPG se trouve à l'adresse www.opg.com et a été déposé sur SEDAR (www.sedar.com). Le comité d'audit et des finances a aussi établi des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou des questions d'audit, ainsi que pour la transmission confidentielle anonyme par les employés concernant ces questions.

Candidats au poste d'administrateur

Le comité de gouvernance et de mise en candidature, qui se compose uniquement d'administrateurs indépendants au sens qu'en donne le *Règlement 52-110*, est chargé de la revue annuelle des principes et des systèmes de gouvernance instaurés par le conseil d'administration d'OPG et de la surveillance des évaluations annuelles des membres du conseil d'administration, des membres des comités et des administrateurs. Le comité de gouvernance et de mise en candidature propose des candidats au conseil d'administration. Le conseil d'administration peut présenter à l'actionnaire des candidatures recommandées. Les candidatures au poste d'administrateur par l'actionnaire peuvent également être prises en compte par le comité de gouvernance et de mise en candidature. Avant d'évaluer une candidature potentielle, le comité de gouvernance et de mise en candidature se penche sur les qualités, l'expérience et les compétences que doit posséder le conseil d'administration, pris dans son ensemble, compte tenu des occasions d'affaires qui se présentent à OPG et des risques qu'elle court. Les caractéristiques recherchées par le comité de gouvernance et de mise en candidature chez un candidat comprennent la diversité, l'intégrité, le jugement et l'expérience d'affaires, les compétences professionnelles, l'indépendance par rapport à la direction, les compétences financières, les aptitudes à communiquer et à écouter, et avoir suffisamment de temps pour remplir ses tâches en tant que membre du conseil d'administration. La politique du conseil d'administration en matière de diversité veut qu'il étudie un éventail diversifié de candidats pour chaque poste laissé vacant au sein du conseil d'administration. La définition de diversité d'OPG inclut les femmes, les Autochtones, les personnes

handicapées et les minorités visibles. Ces quatre groupes sont les mêmes que ceux figurant dans la définition des quatre groupes visés par la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* du gouvernement fédéral.

À l'occasion, le comité de gouvernance et de mise en candidature peut retenir les services de conseillers externes pour l'aider à trouver des candidats potentiels.

Durée du mandat d'un administrateur et renouvellement du conseil d'administration

La charte du conseil d'administration d'OPG indique que la durée d'un mandat au sein du conseil d'administration est de 10 ans à 15 ans. Lorsqu'il est question de renouveler le conseil d'administration, le comité de gouvernance et de mise en candidature passe régulièrement en revue le profil des compétences des membres du conseil d'administration d'OPG. Le conseil d'administration tient une liste de candidats potentiels à jour. De temps à autre, le comité recommande d'ajouter des compétences au conseil d'administration afin de tenir compte des occasions et des risques d'affaires d'OPG.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À la connaissance d'OPG, aucun de ses administrateurs ou cadres supérieurs ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une influence importante sur le contrôle d'OPG a) n'est, en date du présent rapport de gestion, ni n'a été, au cours des 10 années antérieures à cette date, administrateur ou cadre supérieur d'une société (y compris OPG) qui, alors que la personne agissait en cette qualité ou dans l'année au cours de laquelle la personne a cessé d'agir en cette qualité, a fait faillite, a fait une proposition en vertu des lois relatives à la faillite ou à l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un concordat ou un compromis avec eux, a intenté des poursuites contre eux ou a fait nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite pour qu'il détienne ses biens; ou b) n'a, au cours des 10 années antérieures à la date du présent rapport de gestion, fait faillite, fait une proposition en vertu des lois relatives à la faillite ou à l'insolvabilité, n'a été poursuivi par ses créanciers, n'a conclu un concordat ou un compromis avec eux, n'a intenté des poursuites contre eux ou n'a fait nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite pour qu'il détienne les biens de l'administrateur, du cadre supérieur ou de l'actionnaire, sauf :

- **Bernard Lord** qui était administrateur d'AEA Technology de l'automne 2010 à l'automne 2012 lorsque la société est devenue insolvable.

Représentation des femmes

Conseil d'administration

Comme mentionné à la rubrique *Candidats au poste d'administrateur*, le comité de gouvernance et de mise en candidature examinera des candidatures diverses pour chaque poste à pourvoir au conseil d'administration. Par diversité, OPG entend : les femmes, les peuples autochtones, les personnes handicapées et les membres des minorités visibles. Le conseil d'administration a signé l'Accord Catalyst. Le conseil d'administration s'est fixé l'objectif d'une représentation diversifiée de 33 % en ses rangs. À l'heure actuelle, quatre des douze membres du conseil d'administration, soit 33 %, sont des femmes.

Haute direction

OPG s'efforce de réunir une main-d'œuvre qui reflète la diversité des populations des collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités. Au 31 décembre 2014, des femmes occupaient 21,5 % des postes de cadre supérieur et 23 % des postes de haute direction (à partir de l'échelon de cadre supérieur), ce qui représente une augmentation de 1 point de pourcentage par rapport à 2013. OPG suit et surveille les indicateurs de diversité dans sa planification de la relève et veille à dresser une liste de candidats aux horizons divers pour pourvoir les postes de haute direction. Un objectif de représentation dans les postes de cadres supérieurs est à l'étude.

Rémunération

Rémunération des administrateurs

La structure de rémunération des administrateurs d'OPG a été définie en 2015 et n'a pratiquement pas changé depuis. Le comité de gouvernance et de mise en candidature est chargé de surveiller et de passer en revue le niveau et la nature de la rémunération des administrateurs d'OPG. Conformément aux recommandations du rapport du Comité d'examen des organismes paru en 2007, OPG se classe dans le 50e percentile des niveaux de rémunération d'un groupe de comparaison composé d'organisations des secteurs public et privé. La dernière revue a eu lieu en mai 2012. Le comité de gouvernance et de mise en candidature a comparé la rémunération des administrateurs d'OPG avec celle des administrateurs d'organisations comparables des secteurs public et privé et a conclu que la rémunération des administrateurs d'OPG se classait dans le 38e percentile des sociétés comparables. Cependant, le comité a recommandé de ne pas apporter de changement à la rémunération des administrateurs à ce moment-là, étant donné les contraintes législatives appliquées à la rémunération de la direction d'OPG.

En mars 2012, le gouvernement a déposé le projet de loi 55, la *Loi de 2012 sur une action énergique pour l'Ontario (mesures budgétaires)*, qui comprenait des mesures visant à étendre les contrôles à la rémunération des cadres supérieurs. Cette loi a des répercussions sur les employés non syndiqués et sera en vigueur jusqu'à ce que la Province ait éliminé son déficit budgétaire. Le projet de loi 55 s'applique à partir de l'échelon de vice-président ainsi qu'aux membres à temps plein du conseil d'administration. Du 25 mars 2010 au 31 mars 2012, la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* gelait les structures de rémunération des députés de la Province, ainsi que celles du personnel politique et des employés non syndiqués de la fonction publique et du secteur parapublic de l'Ontario, y compris les employés non syndiqués et les administrateurs d'OPG.

La structure de rémunération des administrateurs d'OPG verse à chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG une rémunération annuelle de 25 000 $. Les administrateurs reçoivent également une rémunération annuelle de 3 000 $ pour présider un comité et pour chaque comité dont ils sont membres. En 2006, la rémunération versée au président du comité d'audit et des finances a été établie à 8 000 $ en reconnaissance des devoirs et responsabilités accrus qui lui incombent. En 2010, en reconnaissance des devoirs et responsabilités accrus qui incombent au président du comité de rémunération et des ressources humaines, sa rémunération annuelle a été établie à 5 000 $.

Les administrateurs sont rémunérés pour chaque réunion à laquelle ils assistent et reçoivent des honoraires de 1 500 $ ou de 750 $, selon les instructions du président du conseil d'administration ou du président du comité en question.

Pour maintenir des compétences de calibre national et de calibre international, les administrateurs non résidents sont rémunérés en dollars américains, et ceux qui doivent se déplacer sur une certaine distance reçoivent une indemnité de déplacement en compensation des heures de déplacement pour assister aux réunions du conseil d'administration et de ses comités.

Depuis 2004, le président du conseil d'administration, à titre de président du conseil d'administration non membre de la direction, touche une rémunération annuelle globale de 150 000 $, et ses frais lui sont remboursés, y compris les frais de déplacement et autres frais.

Rémunération du chef de la direction

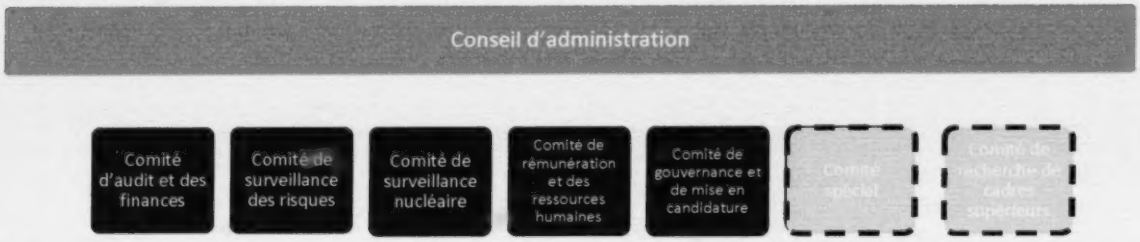
Le comité de rémunération et des ressources humaines se compose de quatre membres, qui sont tous indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110. Le comité surveille, au nom du conseil d'administration, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle de son rendement, et fait des recommandations au conseil d'administration sur sa rémunération. Le comité de rémunération et des ressources

humaines peut demander l'avis d'un conseiller indépendant sur les nouveautés concernant le suivi et la comparaison en matière de rémunération.

En juillet 2009, lorsque le chef de la direction actuel a été nommé, les modalités de sa rémunération ont été établies d'après les données repères recommandées dans le rapport du Comité d'examen des organismes paru en 2007 sur la phase 1 de son examen des sociétés d'électricité appartenant à la Province. En mars 2012, le gouvernement a déposé le projet de loi 55, la *Loi de 2012 sur une action énergique pour l'Ontario (mesures budgétaires)*, qui comprenait des mesures visant à étendre les contrôles à la rémunération des cadres supérieurs. Cette loi a des répercussions sur les employés non syndiqués et sera en vigueur jusqu'à ce que la Province ait éliminé son déficit budgétaire. Du 25 mars 2010 au 31 mars 2012, la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* gelait les structures de rémunération des députés de la Province, ainsi que celles du personnel politique et des employés non syndiqués de la fonction publique et du secteur parapublic de l'Ontario, y compris les employés non syndiqués et les administrateurs d'OPG.

Comités du conseil d'administration

En date du 13 mars 2015, le conseil d'administration comptait les comités suivants :



Comité d'audit et des finances

Le comité d'audit et des finances est chargé d'assurer l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière d'OPG, la pertinence du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de contrôles internes, et des principes, politiques et procédures connexes que la direction a mis en place. Le comité a la responsabilité de surveiller les documents réglementés, les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués de presse de la Société, avant leur publication, ainsi que d'approuver les états financiers trimestriels et de recommander au conseil d'administration l'approbation des états financiers annuels et de divers autres documents annuels d'OPG. Le comité est également chargé de nommer, de rémunérer et de surveiller les auditeurs externes. Le comité assure la surveillance des stratégies de financement d'OPG, dont les suivantes : les politiques sur la gestion des risques financiers; les processus d'identification des principaux risques financiers liés aux stratégies, à l'exploitation et aux transactions; le rendement de la caisse de retraite, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement d'OPG. De plus, le comité examine et approuve les états financiers audités des fonds et l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements pour la caisse de retraite et le Fonds de déclassement d'OPG.

En date des présentes, le comité d'audit et des finances se composait des personnes suivantes : George Lewis (président), Elisabeth (Lisa) DeMarco, Ira Kagan et Peggy Mulligan.

Comité de surveillance des risques

Le comité de surveillance des risques est chargé de surveiller les risques d'entreprise et les activités de gestion qui y sont associées, ainsi que les systèmes gérés de sécurité de l'environnement et des barrages et les relations avec les peuples autochtones. Le comité a également la responsabilité de passer en revue l'évaluation par la direction des risques importants liés à l'exploitation, aux transactions et aux stratégies pour réaliser les objectifs du plan d'affaires relativement aux services suivants : Activités hydro-thermiques, Activités commerciales et environnement, Services

d'affaires et d'administration, et tous les autres services de soutien centraux et de soutien au siège social non nucléaires et non financiers. Le comité reçoit le rapport sur la gestion des risques d'entreprise, qui comprend de l'information sur les risques nucléaires et les risques financiers qui sont également présentés respectivement au comité de surveillance nucléaire et au comité d'audit et des finances. En outre, le comité de gestion des risques est chargé de surveiller l'élaboration, la gestion des risques, le financement et l'exécution des grands projets non nucléaires complexes.

En date des présentes, le comité de surveillance des risques se composait des personnes suivantes : Roberta Jamieson (présidente), Elisabeth (Lisa) DeMarco, John Herron, Ira Kagan et Gerry Phillips.

Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire a la responsabilité de surveiller la sécurité et l'efficience des activités des installations nucléaires d'OPG, y compris les déchets nucléaires, les passifs et activités liés au déclassement des centrales, et la surveillance de la remise en état des installations nucléaires d'OPG. Le comité a également la responsabilité de passer en revue l'évaluation par la direction des risques importants liés à l'exploitation, aux transactions et aux stratégies pour réaliser les objectifs du plan d'affaires nucléaire. En outre, le comité est chargé de surveiller l'élaboration, la gestion des risques, le financement et l'exécution des grands projets nucléaires. Le comité a également la responsabilité de passer annuellement en revue et de confirmer la nomination des conseillers ou évaluateurs externes des activités nucléaires d'OPG, de même que la réponse de la direction à ces évaluations internes et externes et sa mise en œuvre des résultats et principales constatations qui en sont issus. Le comité s'assure que les installations et matières nucléaires d'OPG sont en conformité avec les lois en vigueur et les règlements de la CCSN.

En date des présentes, le comité de surveillance nucléaire se composait des personnes suivantes : John Herron (président), Bill Coley, Brendan Hawley et Gerry Phillips.

Comité de rémunération et des ressources humaines

Le comité de rémunération et des ressources humaines assure la surveillance des politiques et pratiques d'OPG en matière de ressources humaines et de rémunération, y compris les objectifs du chef de la direction et sa rémunération, la communication de l'information sur les questions liées à la rémunération et aux ressources humaines, l'évaluation des compétences de leadership, la planification de la relève et les négociations collectives. Le comité surveille également les régimes de retraite et politiques connexes d'OPG. Il se charge d'assurer qu'un code de conduite professionnelle efficace est en place à OPG et veille à la conformité au code.

En date des présentes, le comité de rémunération et des ressources humaines se composait des personnes suivantes : Peggy Mulligan (présidente), Nicole Boivin, Brendan Hawley et John Herron.

Comité de gouvernance et de mise en candidature

Le comité de gouvernance et de mise en candidature surveille le programme et les pratiques de gouvernance du conseil d'administration qui sont conformes à des normes élevées en matière de gouvernance, y compris l'examen et l'évaluation annuels du système de gouvernance du conseil d'administration en vue de maintenir des normes élevées. Le comité est chargé de surveiller le plan de gestion de la réputation d'OPG. Il identifie des candidats au poste d'administrateur et les recommande à l'actionnaire. Enfin, le comité surveille les processus d'évaluation du conseil d'administration, des comités et des administrateurs d'OPG, ainsi que la rémunération des administrateurs et l'orientation des nouveaux administrateurs.

En date des présentes, le comité de gouvernance et de mise en candidature se composait des personnes suivantes : Bill Coley (président), Nicole Boivin, Roberta Jamieson et George Lewis.

Comité spécial

Le comité spécial du conseil peut, de temps à autre, définir et évaluer des stratégies de rechange pour OPG.

En date des présentes, le comité spécial se composait des personnes suivantes : Bernard Lord (président), Bill Coley, John Herron, George Lewis, Peggy Mulligan et Gerry Phillips.

Comité de recherche de cadres supérieurs

En décembre 2013, le conseil d'administration d'OPG a mis sur pied le comité de recherche de cadres supérieurs et lui a confié le mandat de rechercher des cadres supérieurs.

En date des présentes, le comité de recherche de cadres supérieurs se composait du président du conseil d'administration et des présidents des comités du conseil : Bernard Lord (président du conseil), Bill Coley, John Herron, Roberta Jamieson, Peggy Mulligan et George Lewis.

Quant à la présence aux réunions des comités, les administrateurs peuvent assister aux réunions d'autres comités de temps à autre, au besoin. Les administrateurs ont accès à toute la documentation relative aux réunions du conseil d'administration et des comités, à moins d'indication contraire de la part du président du conseil.

Évaluations

Le comité de gouvernance et de mise en candidature est chargé du processus annuel d'évaluation du rendement du conseil d'administration, de ses comités et de chacun des administrateurs. Les évaluations du conseil d'administration et des comités sont fondées sur des questionnaires confidentiels dûment remplis concernant l'évaluation de leur rendement et le respect de leur charte. Les évaluations des administrateurs reposent sur des questionnaires d'auto-évaluation, qui sont soumis en toute confidentialité au président du conseil et au président du comité de gouvernance et de mise en candidature. De plus, le processus comprend une rencontre individuelle de suivi entre l'administrateur et le président du conseil d'administration. Le comité de gouvernance et de mise en candidature remet ses rapports sur les évaluations au conseil d'administration et lui fait ses recommandations en vue d'améliorer la gouvernance et l'efficacité du conseil.

Autres renseignements sur la gouvernance d'OPG

OPG fournit des renseignements supplémentaires sur sa gouvernance dans son site Web (www.opg.com), dont les suivants :

- Protocole d'entente conclu avec l'actionnaire
- Directives de l'actionnaire
- Liste des membres de la haute direction de la Société
- Chartes du conseil d'administration et de ses comités
- Descriptions de poste du président du conseil d'administration et des présidents des comités
- Politique en matière de conflits d'intérêts à l'intention des administrateurs
- Politique sur les relations avec les Premières Nations et les Métis
- Code de conduite professionnelle
- Politique de communication de l'information
- Politique environnementale
- Politique en matière de santé et de sécurité des employés
- Politique de sécurité nucléaire
- Politique de sécurité des activités

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

Le Règlement 52-110 a été mis en œuvre par les autorités canadiennes de réglementation des valeurs mobilières pour encourager les émetteurs inscrits à créer et à maintenir des comités d'audit indépendants, efficaces et solides qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, en fin de compte, renforcent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité d'audit et des finances d'OPG et sa charte sont comme suit :

Charte du comité d'audit et des finances

Objet

La fonction de base et l'objet premier du comité d'audit et des finances consistent à assister le conseil d'administration dans sa responsabilité de surveillance des questions liées aux éléments suivants :

- L'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière d'OPG
- La pertinence du processus d'information financière
- Les systèmes de contrôles internes, et les principes, politiques et procédures connexes que la direction d'OPG a mis en œuvre
- Le rendement de la fonction audit interne et des auditeurs externes
- Le rendement, les compétences et l'indépendance des auditeurs externes d'OPG
- La conformité d'OPG aux exigences connexes prévues par la loi et la réglementation et aux politiques internes
- Les stratégies et les véhicules de financement de la Société, y compris les stratégies et politiques liées à la gestion du risque financier
- La caisse de retraite, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement d'OPG

Le comité d'audit et des finances exerce une fonction de surveillance. La direction a la responsabilité à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers d'OPG. Il incombe à la direction de maintenir des principes, des politiques, des contrôles internes et des procédures en matière de communication de l'information comptable et financière qui permettent de respecter les normes comptables et les lois et règlements applicables.

Organisation

Membres

Le comité d'audit et des finances se compose d'au moins trois administrateurs, tel qu'établi par le conseil d'administration. Tous les membres du comité doivent être indépendants, au sens donné à ce terme par la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, et ne pas « être affiliés » à OPG.

Le conseil nomme les membres du comité et le président du comité une fois par année. Le conseil peut nommer un membre pour pourvoir un poste laissé vacant au sein du comité entre deux élections annuelles des administrateurs. En tout temps, le conseil d'administration peut destituer ou remplacer un membre du comité.

Si un membre du comité devient « affilié » à OPG, il peut demeurer membre du comité avec l'approbation du président du conseil d'administration, après consultation avec le secrétaire général.

En tant qu'« émetteur émergent », OPG est dispensée des exigences du Règlement 52-110 en vertu desquelles les membres d'un comité d'audit doivent être indépendants et posséder des compétences financières. Toutefois, comme ces exigences sont intégrées dans les meilleures pratiques d'OPG, chaque membre du comité d'audit et des finances doit se conformer aux exigences en matière d'indépendance et de compétences financières aux termes des lois et règlements régissant les comités d'audit.

Selon son jugement, le conseil d'administration confirme que chaque membre du comité d'audit et des finances possède les compétences financières requises, conformément au Règlement 52-110 et à son instruction générale.

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent qu'il le juge nécessaire, mais au moins une fois par trimestre. Au cours des réunions trimestrielles, le comité tient des séances distinctes à huis clos avec les auditeurs externes, le chef de l'audit interne et la direction pour discuter de tout point qu'il juge pertinent d'aborder et fournir une tribune où toute question pertinente peut être soulevée.

L'avis de la date, de l'heure et du lieu de chaque réunion du comité est fourni à chaque membre du comité au moins 48 heures avant la réunion.

Le quorum pour les réunions est atteint lorsque la majorité des membres, soit au moins deux membres du comité, est présente. Durant une réunion, les pouvoirs du comité peuvent être exercés si cette majorité est atteinte, que les membres soient présents en personne, participent par téléphone ou tout autre médium électronique, ou soient représentés par une résolution signée par tous les membres habiles à voter. Chaque membre a droit à un vote dans le cadre des travaux du comité.

Le président du comité préside toutes les réunions du comité auxquelles il participe (en cas d'absence, désigne un autre membre du comité pour présider la réunion) et établit l'ordre du jour de chaque réunion du comité. L'ordre du jour de chaque réunion du comité ainsi que tout autre document que le président considère comme nécessaire doivent être fournis à chaque membre du comité au moins 48 heures avant la réunion.

Le président désigne, le cas échéant, le secrétaire du comité qu'il choisit ou non parmi les membres du comité. Les procès-verbaux des réunions du comité sont conservés et classés par le secrétaire du comité. Les procédures des réunions sont établies par le comité à moins d'indication contraire des règlements administratifs d'OPG, d'une résolution du conseil d'administration ou de la présente charte.

Le comité peut se réunir à huis clos (en l'absence de la direction) en tout temps au cours d'une réunion, conformément aux lignes directrices établies par le conseil d'administration sur le déroulement de séances à huis clos et la tenue des procès-verbaux de séances à huis clos.

Le conseil peut inviter un administrateur, un dirigeant ou un employé d'OPG, un conseiller d'OPG ou toute autre personne à assister aux réunions du comité pour participer aux discussions sur les questions à l'étude par le comité.

Rapports

Le comité rend compte de ses activités et de ses actions au conseil d'administration et, lorsqu'il le juge nécessaire, formule des recommandations.

Le comité fournit tout rapport du comité d'audit et des finances afin qu'il soit intégré aux informations financières ou aux documents réglementés d'OPG, comme l'exige les lois et règlements applicables, précisant notamment que le comité d'audit et des finances :

i) s'est entretenu avec la direction des états financiers audités et les a passés en revue
ii) a soulevé toute question pertinente avec les auditeurs internes et externes
iii) a reçu des auditeurs externes des informations concernant leur indépendance et s'est entretenu de ce point avec les auditeurs
iv) a conseillé au conseil d'administration d'intégrer les états financiers audités au rapport annuel d'OPG

Pouvoirs

Bien que le comité d'audit et des finances ait les responsabilités et les pouvoirs décrits dans la présente charte, il ne lui incombe pas de planifier ou d'effectuer les audits ou l'évaluation des risques, ni de s'assurer que les états financiers et les informations à fournir d'OPG sont complets, exacts et conformes aux principes comptables

généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et, selon le cas, aux auditeurs externes.

Le comité est responsable de la surveillance des fonds placés dans la caisse de retraite d'OPG, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* de l'Ontario, et des fonds placés dans le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement conformément à l'accord conclu avec la Province en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement.

En s'acquittant de leurs responsabilités de surveillance, le comité d'audit et des finances et le conseil d'administration se fient nécessairement aux compétences, aux connaissances et à l'intégrité de la direction d'OPG et des auditeurs internes et externes.

Le comité d'audit et des finances a le pouvoir d'établir et de verser la rémunération des conseillers embauchés par le comité.

Le comité d'audit et des finances a le pouvoir de communiquer directement avec les auditeurs internes et externes.

Délégation des pouvoirs

Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité son pouvoir :

i) d'exécuter ou de mettre en œuvre toute décision du comité
ii) d'exercer tout droit, pouvoir ou rôle du comité selon des modalités et des limites établies par le comité, à l'exception des responsabilités de surveillance du comité qui ne peuvent être déléguées

Accès à la direction et à des conseillers externes

Le comité d'audit et des finances dispose d'un accès sans restriction aux membres de la direction et aux informations pertinentes.

Le comité d'audit et des finances a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques, de comptables et d'autres conseillers dans le cadre d'une enquête, s'il le juge nécessaire pour l'exercice de ses fonctions.

Responsabilités et obligations du comité

Le comité s'acquitte des responsabilités énoncées dans la présente charte et exerce toutes autres obligations jugées nécessaires ou appropriées en vertu des lois ou de la réglementation applicables, ou toutes obligations que le conseil d'administration peut déléguer au comité de temps à autre.

Le comité conserve la responsabilité de surveillance des activités d'audit et de financement d'OPG. Il aide le conseil d'administration dans l'examen des points suivants et en recommande l'approbation :

1. *Procédures générales*

   a) Mener ou autoriser des enquêtes portant sur tout point relevant des responsabilités du comité.
   b) Procéder à l'examen et formuler des recommandations au conseil d'administration pour approuver les demandes relatives à la nomination ou au remplacement du chef des finances, du chef de l'audit interne et du chef des placements.
   c) Approuver les états financiers trimestriels et les informations à fournir d'OPG Inc. au nom du conseil d'administration.
   d) Procéder à l'examen de toute demande tarifaire déposée par OPG auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario, y compris les paiements proposés, les stratégies dans le cadre d'audience et les enjeux clés, et en recommander l'approbation au conseil d'administration.
   e) Procéder à l'examen des objectifs d'affaires d'OPG et en recommander l'approbation au conseil d'administration.

2. *Contrôles internes*

   a) Avec la direction, procéder à l'examen des rapports sur la conformité aux politiques en matière de gestion des risques financiers.
   b) Avec le chef du contentieux d'OPG et les autres parties intéressées, procéder à l'examen de toute question juridique, fiscale ou réglementaire qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers d'OPG, notamment les infractions aux lois sur les valeurs mobilières ou le non-respect des responsabilités fiduciaires.
   c) Avec la direction, le chef de l'audit interne et les auditeurs externes, procéder à la revue de l'étendue de l'examen du contrôle interne à l'égard de l'information financière, des constatations importantes, des recommandations et des mesures correctives prises par la direction quant aux faiblesses des contrôles internes.
   d) Procéder à l'examen des informations à fournir par le chef de la direction et le chef des finances au cours du processus d'attestation à l'égard des déficiences importantes dans la conception ou le fonctionnement de contrôles internes ou de toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés jouant un rôle important dans les contrôles internes d'OPG.
   e) Procéder annuellement à l'examen des dépenses du président du conseil d'administration, du conseil d'administration, du président et de ses subordonnés immédiats, et de tout autre haut dirigeant ou employé si le comité le juge nécessaire.

3. *Audit interne*

   a) Évaluer le processus d'audit interne et établir les attentes concernant la mise en place du plan d'audit interne annuel, notamment la structure organisationnelle et le caractère adéquat des ressources.
   b) Approuver annuellement la charte de la fonction d'audit interne.
   c) Évaluer l'étendue de l'audit et le rôle de l'audit interne.
   d) Approuver le plan d'audit interne annuel.
   e) Tenir compte des éléments suivants et procéder à leur examen avec la direction :
      i) Constatations importantes et mesures prises par la direction, notamment l'importance des constatations, le caractère adéquat des processus de contrôle et le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les faiblesses.
      ii) Toute difficulté rencontrée dans le cadre du travail d'audit (y compris les restrictions associées à la portée des activités ou à l'accès à l'information).
      iii) Tout changement nécessaire dans l'étendue prévue du plan d'audit.
      iv) Le budget de l'audit interne.
   f) Procéder à l'examen de la confirmation de l'indépendance organisationnelle de l'audit interne et de la divulgation de tout conflit d'intérêts.
   g) Étudier les rapports du chef de l'audit sur des examens indépendants et les investigations visant des allégations de fraudes ou des situations sujettes potentiellement à la fraude.

4. *Auditeurs externes*

   a) Recommander au conseil d'administration la nomination des auditeurs externes pour la préparation et la délivrance d'un rapport des auditeurs ou la mise en œuvre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour OPG, et déterminer la rémunération des auditeurs externes.
   b) Passer en revue le travail des auditeurs externes retenus pour préparer ou délivrer un rapport des auditeurs ou mettre en œuvre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour OPG, notamment la résolution de désaccords entre la direction et les auditeurs externes portant sur l'information financière.
   c) Procéder à l'examen de l'indépendance et des qualifications des auditeurs externes.
   d) Au moins une fois par année, obtenir et revoir un rapport des auditeurs externes décrivant les procédures internes de contrôle de la qualité mises en œuvre par le cabinet d'experts-comptables, toute question

importante soulevée lors du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'experts-comptables, ou de toute demande d'informations ou enquête effectuée par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq dernières années relativement à un ou plusieurs audits indépendants effectués par les auditeurs externes, de toute mesure prise pour régler ces questions et de toutes les relations entre les auditeurs externes et OPG.

e) Procéder à l'examen de l'étendue et de l'approche du plan d'audit annuel avec les auditeurs externes.

f) S'entretenir avec les auditeurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables adoptés par OPG, notamment les méthodes et pratiques comptables critiques utilisées, les possibilités de traitement comptable évoquées avec la direction, ainsi que toutes autres communications importantes avec la direction.

g) Évaluer comment les auditeurs externes identifient les principaux risques d'audit et de contrôle interne et s'y préparent.

h) Veiller à la rotation de l'associé responsable de l'audit et des autres associés d'audit tous les sept ans et envisager une rotation régulière des cabinets d'audit.

i) Évaluer chaque année le rendement des auditeurs externes et présenter ses résultats au conseil d'administration.

j) Effectuer une évaluation complète du cabinet d'audit externe au moins tous les cinq ans et présenter ses résultats au conseil d'administration.

k) Déterminer les services autres que d'audit que les auditeurs externes ne peuvent pas fournir, du fait de la loi ou de la réglementation ou d'une décision du comité d'audit et des finances, et approuver au préalable tous les services fournis par les auditeurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir d'approbation préalable à un membre du comité. La décision rendue par le membre du comité auquel le pouvoir d'approbation préalable a été délégué doit être présentée à l'ensemble du comité d'audit et des finances à sa prochaine réunion prévue.

l) Passer en revue et approuver toutes les opérations entre parties liées.

m) Passer en revue et approuver les politiques d'embauche d'OPG relatives aux associés, aux employés, ainsi qu'aux anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et précédents d'OPG.

5. *Présentation de l'information financière*

a) Passer en revue avec la direction et les auditeurs externes les informations financières intermédiaires et l'information à fournir connexe d'OPG présentée dans le rapport de gestion et dans le communiqué de presse sur les résultats, avant leur dépôt.

b) Passer en revue la notice annuelle avant son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières et, si nécessaire, formuler des recommandations au conseil d'administration à cet égard.

c) S'assurer que des procédures adéquates sont en place aux fins de l'examen de la communication de l'information destinée au public d'OPG extraite ou dérivée des états financiers d'OPG, autre que l'information destinée au public décrite à la note 5 a) ci-dessus, et évaluer régulièrement le caractère adéquat de ces procédures.

d) À l'achèvement de l'audit annuel, passer en revue les éléments suivants avec la direction et les auditeurs externes :

   i) Les états financiers annuels, le rapport de gestion et les notes complémentaires connexes et tout document qu'OPG est tenue de préparer et de déposer en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou qu'elle dépose auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario.

   ii) L'audit des états financiers et le rapport des auditeurs externes.

   iii) Tout changement important apporté au plan d'audit externe.

   iv) Toute difficulté et tout désaccord avec la direction survenus au cours de l'audit.

   v) Les principes comptables d'OPG.

   vi) Toute autre question ayant trait à la réalisation de l'audit devant être communiquée au comité en vertu des normes d'audit généralement reconnues.

e) Passer en revue les questions importantes relatives à la comptabilité et à la présentation de l'information financière et comprendre leur incidence sur les états financiers. Ces questions portent notamment sur les opérations complexes et inhabituelles et les aspects de l'audit nécessitant beaucoup de jugement; les questions importantes portant sur les principes comptables et la présentation de l'information financière, notamment les changements importants relatifs à la sélection et à l'application des principes comptables par OPG; l'incidence d'initiatives comptables et réglementaires, ainsi que l'effet des ententes hors bilan sur les états financiers d'OPG.
f) Passer en revue l'analyse préparée par la direction ou les auditeurs externes détaillant les questions soulevées et les jugements formulés à l'égard de la préparation de l'information financière, notamment l'analyse de l'incidence d'autres méthodes des principes comptables généralement reconnus.
g) Compte tenu des examens et des analyses menés par le comité d'audit et des finances, aviser la direction de tout point relevé par le comité qui porte à croire que les états financiers contiennent des déclarations inexactes de faits importants ou omettent de déclarer des faits importants.

6. *Fonds de placement*

Le comité passe en revue les éléments suivants et formule des recommandations au conseil d'administration à leur égard :

a) La nomination des auditeurs de la caisse de retraite, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement d'OPG
b) Les objectifs généraux, les cadres de gouvernance et la position de risque des fonds

De plus, le comité :

c) approuve la nomination des membres du comité de retraite d'OPG. Le comité peut aussi à tout moment destituer ou remplacer des membres du comité de retraite ou pourvoir un poste laissé vacant. Le président du comité de retraite peut nommer un haut dirigeant pour pourvoir temporairement un poste vacant du comité de retraite jusqu'à la prochaine réunion régulière prévue du comité d'audit et des finances.
d) approuve les états financiers audités annuels de la caisse de retraite, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement d'OPG.
e) approuve les politiques et les procédures de placement de la caisse de retraite d'OPG, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite de l'Ontario* et aux règlements établis aux termes de celle-ci, et approuve celles du Fonds de déclassement en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement.
f) approuve la conception des fonds et les modifications apportées aux fonds.
g) s'assure trimestriellement, annuellement ou ponctuellement de la conformité à la politique en matière de composition de l'actif et du caractère approprié de celle-ci; vérifie le rendement total des fonds et des catégories d'actifs par rapport aux indices de référence; fait le suivi des manquements importants aux politiques et procédures; et fait le suivi du travail mené par l'actuaire du régime.
h) au moins une fois par année, présente au conseil d'administration un compte rendu sur la caisse de retraite, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, notamment de la situation de capitalisation; fait rapport sur le rendement total, le respect des objectifs des fonds et de leur position de risque, et de la conformité des fonds aux lois et à la gouvernance liées à la gestion des fonds.

Le comité obtient un exemplaire du rapport destiné au comité de surveillance nucléaire portant sur le calcul des passifs liés aux déchets nucléaires d'OPG.

Le comité conseille le comité des ressources humaines et de la rémunération en ce qui concerne les coûts que pourraient engendrer des modifications à la caisse de retraite d'OPG.

7. *Financement de l'entreprise et risques stratégiques, opérationnels et transactionnels*

Le comité passe en revue les points suivants, et formule des recommandations et conseille le conseil d'administration à leur égard :

a) Les objectifs, les stratégies et les véhicules, les facilités de crédit, dont l'accès aux marchés des capitaux d'emprunt, liés au financement de l'entreprise et toute autre activité de financement connexe.
b) S'assurer qu'un processus est en place pour déterminer les principaux risques stratégiques, opérationnels et transactionnels du secteur financier.
c) Passer en revue l'évaluation de la direction des principaux risques stratégiques, opérationnels et transactionnels liés à l'atteinte des objectifs d'affaires établis par l'unité fonctionnelle Financement et les plans d'action pour gérer, atténuer et mesurer les risques.

8. *Traitement des plaintes*

a) Établir des procédures portant sur la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par OPG touchant la comptabilité, les contrôles comptables internes ou l'audit.
b) Établir des procédures concernant la communication confidentielle et anonyme par les employés d'OPG de préoccupations touchant des questions en matière de comptabilité ou d'audit.

9. *Politiques du conseil d'administration*

Le comité d'audit et des finances exerce la surveillance des politiques du conseil d'administration suivantes :
i) Délégation et exercice des pouvoirs
ii) Informations à fournir

Le comité revoit ces politiques du conseil d'administration chaque année pour maintenir leur caractère adéquat, en plus d'étudier à tout le moins un rapport annuel de la direction sur le respect de chacune de ces politiques du conseil d'administration. Le comité recommande aussi au conseil d'administration l'élaboration de toute nouvelle politique du conseil d'administration qu'il considère comme nécessaire pour s'acquitter du rôle et des responsabilités du comité.

Examen et évaluation annuels

Le comité effectue un examen et une évaluation annuels de son rendement, y compris un examen de sa conformité à la présente charte, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration.

Le comité réalise aussi chaque année un examen et une évaluation du caractère adéquat de la présente charte, tenant compte de toutes les exigences légales et réglementaires visant le comité, ainsi que toutes les lignes directrices concernant les meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation auxquelles OPG se rapporte. Le cas échéant, il recommande des modifications au conseil d'administration.

Composition du comité d'audit et des finances

Au 13 mars 2015, le comité d'audit et des finances se composait de George Lewis (président du comité), Elisabeth (Lisa) DeMarco, Ira Kagan et Peggy Mulligan. Tous les membres du comité sont indépendants et possèdent une expérience des enjeux d'affaires et financiers. Chaque membre possède une connaissance approfondie des contrôles internes et des procédures de présentation de l'information financière. Dans le cadre du Programme de formation continue à l'intention des administrateurs d'OPG, les membres du comité d'audit et des finances ont accès à des ressources pédagogiques externes et internes, notamment des séminaires et des cours, afin de maintenir ou d'améliorer leurs compétences financières.

Activités du comité d'audit et des finances

Les comptables professionnels agréés du Canada (CPA Canada) et le Conseil canadien sur la reddition de comptes ont recommandé aux comités d'audit de procéder à une évaluation exhaustive du cabinet d'audit externe au moins

tous les cinq ans. Au début de 2014, CPA Canada a publié des lignes directrices pour aider les comités d'audit à mettre en œuvre ces recommandations. En 2014, le comité d'audit et des finances a effectué sa première évaluation exhaustive de son auditeur externe, Ernst & Young (EY), pour la période de 2009 à 2013 à l'aide des lignes directrices et du format recommandés par CPA Canada. EY est l'auditeur externe d'OPG depuis la création d'OPG en 1999. EY fournit des services d'audit et des services liés à l'audit à OPG, y compris l'audit des états financiers consolidés annuels d'OPG, l'examen des états financiers trimestriels d'OPG et l'audit des états financiers des filiales consolidées d'OPG. Pour réaliser cette évaluation, le comité a tenu compte des renseignements provenant de la direction, d'EY et de l'audit interne. Le comité a passé en revue les renseignements fournis par ces trois parties et les a comparés à ses observations pour évaluer le rendement de l'auditeur. Les conclusions tirées de cette évaluation exhaustive ont été abordées au cours de la réunion du comité d'audit et des finances en août 2014. En effectuant cette évaluation exhaustive, le comité a pris en compte divers facteurs comme l'indépendance des auditeurs, la qualité de l'équipe de mission, notamment sa participation dans le processus de sélection de l'associé responsable de la mission d'EY, et l'efficacité de la communication entre EY et la Société. En conclusion, le comité s'est déclaré satisfait du rendement d'EY et a considéré qu'il était dans le meilleur intérêt d'OPG de renouveler le mandat d'EY. En novembre 2014, le comité a donc recommandé au conseil d'administration de renouveler le mandat d'EY pour l'exercice 2015.

Honoraires pour les services des auditeurs externes

Les honoraires d'Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. suivants ont été engagés par OPG :

(en milliers de dollars)	**2014**	**2013**
Honoraires d'audit	**2 134**	1 775
Honoraires pour services liés à l'audit	**205**	188
Autres honoraires[1]	**15**	15

[1] Comprennent les honoraires liés à l'abonnement à un outil de recherche en comptabilité en ligne.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs 416-592-6700

1-866-592-6700

investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008

1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION
À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le *Règlement 51-102* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et d'audit interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et procédures régissant la conduite des affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la séparation efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des méthodes comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance de contrôles internes appropriés des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à l'audit des contrôles internes. Ces contrôles et ces audits sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

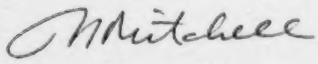
La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été réalisée en date du 31 décembre 2014. Par conséquent, nous, en qualité de président et chef de la direction et de chef des finances d'OPG, attesterons les documents d'information annuels d'OPG

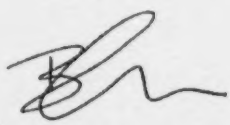
déposés auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, attestation qui porte sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des finances, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques financiers et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs indépendants précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des finances, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des finances, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.



Tom Mitchell (signé)
Président et chef de la direction



Beth Summers (signé)
Chef des finances

Le 13 mars 2015

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2014 et 2013, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que des contrôles internes qu'elle considère comme nécessaires pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération les contrôles internes de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2014 et 2013, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Toronto, Canada
Le 13 mars 2015

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars, sauf indication contraire)*	**2014**	**2013**
Revenus *(note 16)*	**4 963**	4 863
Charges liées au combustible *(note 16)*	**641**	708
Marge brute *(note 16)*	**4 322**	4 155
Charges *(note 16)*		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 615**	2 747
Amortissement *(note 4)*	**754**	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**797**	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(714)**	(628)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara *(note 3)*	**77**	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(41)**	(35)
Impôts fonciers	**32**	53
Restructuration *(note 21)*	**18**	50
	3 538	3 906
Bénéfice avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**784**	249
Autres revenus	**(3)**	(3)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**787**	252
Intérêts débiteurs, montant net *(note 7)*	**80**	86
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**707**	166
Charge d'impôts *(note 9)*	**139**	31
Bénéfice avant élément extraordinaire	**568**	135
Élément extraordinaire[1] *(note 3)*	**243**	-
Bénéfice net	**811**	135
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**7**	-
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire avant élément extraordinaire *(en dollars)*	**2,19**	0,53
Élément extraordinaire par action ordinaire *(en dollars)*	**0,95**	-
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire *(en dollars)*	**3,14**	0,53
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**	256,3

[1] Attribuable exclusivement à l'actionnaire.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2014**	**2013**
Bénéfice net	**811**	135
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices *(note 10)*		
Comptabilisation du montant initial de l'actif réglementaire des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite lié aux centrales visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014[1] *(note 3)*	**184**	-
(Perte actuarielle) gain actuariel et crédits pour les services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite[2]	**(35)**	226
Reclassement dans le bénéfice net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite[3]	**27**	42
(Perte nette) gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[4]	**(2)**	14
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[5]	**14**	13
Autres éléments du résultat étendu	**188**	295
Résultat étendu	**999**	430
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	**992**	430
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	**7**	-

[1] Déduction faite de charges d'impôts de 61 millions de dollars et de néant respectivement pour 2014 et 2013.

[2] Déduction faite de recouvrements d'impôts de 12 millions de dollars et de charges d'impôts de 75 millions de dollars respectivement pour 2014 et 2013.

[3] Déduction faite de charges d'impôts de 10 millions de dollars et de 15 millions de dollars respectivement pour 2014 et 2013.

[4] Déduction faite de recouvrements d'impôts de 1 million de dollars et de charges d'impôts de 3 millions de dollars respectivement pour 2014 et 2013.

[5] Déduction faite de charges d'impôts de 2 millions de dollars et de 2 millions de dollars respectivement pour 2014 et 2013.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2014**	**2013**
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**811**	135
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement *(note 4)*	**754**	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**797**	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(714)**	(628)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**460**	455
Élément extraordinaire *(note 3)*	**(243)**	-
Impôts reportés et autres charges à payer	**56**	(3)
Provision pour restructuration *(note 21)*	**12**	50
Évaluation à la valeur de marché des instruments dérivés	**(52)**	39
Provision pour combustible nucléaire irradié et de faible activité et de moyenne activité *(note 8)*	**116**	109
Actifs et passifs réglementaires	**(104)**	(232)
Provision pour le matériel et les fournitures	**38**	43
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara *(note 3)*	**77**	-
Divers	**(14)**	(15)
	1 994	1 672
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(139)**	(184)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(212)**	(199)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**77**	75
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires et des régimes de retraite complémentaires *(note 11)*	**(473)**	(407)
Dépenses de restructuration *(note 21)*	**(35)**	(13)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**9**	(9)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse *(note 17)*	**212**	239
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 433**	1 174
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels *(notes 4 et 16)*	**(1 545)**	(1 568)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 545)**	(1 568)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme *(note 6)*	**200**	515
Remboursement sur la dette à long terme *(note 6)*	**(3)**	(4)
Distribution versée à la participation sans contrôle	**(5)**	-
Émission de billets à court terme *(note 7)*	**3 332**	914
Remboursement de billets à court terme *(note 7)*	**(3 364)**	(882)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**160**	543
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**48**	149
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**562**	413
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**610**	562

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2014**	**2013**
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**610**	562
Montants à recevoir de parties liées *(note 18)*	**482**	402
Autres débiteurs et charges payées d'avance	**136**	148
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets *(notes 8 et 16)*	**25**	25
Stocks de combustible *(note 16)*	**334**	390
Matières et fournitures *(note 16)*	**94**	95
Actifs réglementaires *(note 5)*	**167**	306
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	**-**	51
Impôts reportés *(note 9)*	**8**	-
	1 856	1 979
Immobilisations corporelles *(notes 4, 15 et 16)*	**25 859**	24 441
Moins : amortissement cumulé	**8 266**	7 703
	17 593	16 738
Actifs incorporels *(notes 4 et 16)*	**432**	402
Moins : amortissement cumulé	**356**	343
	76	59
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets *(notes 8 et 16)*	**14 354**	13 471
Matières et fournitures à long terme *(note 16)*	**338**	330
Actifs réglementaires *(note 5)*	**7 024**	5 094
Participations dans des entités sous influence notable *(note 19)*	**348**	359
Autres actifs à long terme	**64**	61
	22 128	19 315
	41 653	38 091

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2014**	**2013**
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer *(note 18)*	**1 151**	1 026
Dette à court terme *(note 7)*	**-**	32
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
Impôts reportés *(note 9)*	**-**	14
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(note 6)*	**503**	5
Impôts sur les bénéfices à payer	**24**	-
Passifs réglementaires *(note 5)*	**5**	16
	1 695	1 105
Dette à long terme *(note 6)*	**5 227**	5 620
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**17 028**	16 257
Passifs au titre des régimes de retraite *(note 11)*	**3 570**	2 741
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**3 050**	2 628
Créditeurs et charges à payer à long terme	**529**	653
Revenus constatés d'avance	**212**	180
Impôts reportés *(note 9)*	**836**	565
Passifs réglementaires *(note 5)*	**39**	8
	25 264	23 032
Capitaux propres		
Actions ordinaires[1] *(note 14)*	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**4 696**	3 892
Cumul des autres éléments du résultat étendu *(note 10)*	**(496)**	(684)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	**9 326**	8 334
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle *(note 22)*	**141**	-
Total des capitaux propres	**9 467**	8 334
	41 653	38 091

[1] Aux 31 décembre 2014 et 2013, il y avait 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars.

Engagements et éventualités *(notes 6, 9, 11, 12 et 15)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Au nom du conseil d'administration :

Bernard Lord (signé)
Président du conseil d'administration

M. George Lewis (signé)
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2014**	**2013**
Actions ordinaires *(note 14)*	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**3 892**	3 757
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**804**	135
Solde à la fin de l'exercice	**4 696**	3 892
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	**(684)**	(979)
Autres éléments du résultat étendu	**188**	295
Solde à la fin de l'exercice	**(496)**	(684)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	**9 326**	8 334
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle *(note 22)*		
Solde au début de l'exercice	**-**	-
Apport en capital de la participation sans contrôle	**141**	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	**(7)**	-
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**7**	-
Solde à la fin de l'exercice	**141**	-
Total des capitaux propres	**9 467**	8 334

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » et l'« actionnaire »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. La mission d'OPG est d'être le principal producteur d'électricité à faibles coûts en Ontario, en poursuivant trois grandes stratégies : l'excellence opérationnelle, l'excellence des projets et la durabilité financière.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière de l'Ontario*, entré en vigueur le 1er janvier 2012.

Au cours du premier trimestre de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107* sur les principes comptables et normes d'audit acceptables. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1er janvier 2019.
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire dans les tableaux. Certains montants comparatifs de 2013 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2014.

3. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi qu'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et les opérations intersociétés importants ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG comptabilise sa participation de 50 % dans chacune de ces entités sous contrôle conjoint à la valeur de consolidation.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »). Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN »). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En plus de ce mandat, la SGDN fournit des services de gestion de projets pour le projet de dépôt géologique en profondeur des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité d'OPG et d'autres services de gestion de la durée de vie des passifs nucléaires. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration et au niveau des membres. De plus, selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire doivent mettre sur pied des fonds en fiducie et y verser des paiements en vue de l'implantation d'un plan de gestion à long terme. OPG fournit actuellement environ 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour le projet d'approche de gestion adaptative progressive pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date des états financiers consolidés et sur les montants présentés des revenus et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement les estimations de la Société d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour établir les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, l'évaluation des instruments dérivés, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours mais de moins d'un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui comprennent les principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2014, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 59 ans[1]
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 50 ans
Centrales hydroélectriques et principales composantes	10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

[1] Au 31 décembre 2014, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situait entre 2019 et 2051. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise chaque année à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering et Darlington, ainsi que par les 48 centrales hydroélectriques auparavant non réglementées qui ont été visées par un règlement tarifaire à compter de 2014 en vertu de la modification apportée en novembre 2013 au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser aux consommateurs dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, la Société comptabilise un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Généralement, ces comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou les passifs à court terme s'il est prévu que leur recouvrement auprès des consommateurs ou leur remboursement à ces derniers aura lieu dans les 12 mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement ou de remboursement établies par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des

impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts attribués aux installations réglementées.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1er avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu n'ont généralement pas été reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. L'actif réglementaire est contrepassé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour établir les nouveaux tarifs réglementés entrés en vigueur le 1er novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant d'OPG pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'opinion de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement qui, à compter du 1er novembre 2014, comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés, établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement, et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes, sur la prévision de la CEO, dans sa décision de novembre 2014, que la transition vers la comptabilité de trésorerie pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordée dans le cadre d'une instance tarifaire future sur OPG, et sur l'intention de la CEO de tenir une audience générale à propos du traitement et du recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Par conséquent, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Ainsi, la Société a continué de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis. Si, au cours d'une instance future, la CEO décidait d'un changement de méthode à appliquer au recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires pour les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement.

Se reporter aux notes 5, 8, 9 et 11 des présents états financiers consolidés pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche additionnelle des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent également être ajustés par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés aux passifs nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires, à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme et à certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas des portefeuilles de placements non traditionnels, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 13 des présents états financiers consolidés, les gains et les pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Les revenus sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est générée et mesurée à la SIERE.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité poursuit ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau

d'électricité (« SIERE »). Ainsi, la SIERE se substitue à l'OEO en tant que contrepartie aux conventions d'approvisionnement en énergie (« CAE ») ou à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

Constatation des revenus – Production réglementée

Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent actuellement un tarif réglementé de base et un avenant tarifaire portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report.

Le tarif réglementé de base en vigueur en 2014 et 2013 a été établi par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision sur deux ans du coût du service en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO. Ce mécanisme comprend un incitatif tarifaire encourageant OPG à faire passer sa production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à forts prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les consommateurs d'électricité.

Les avenants tarifaires qui sont entrés en vigueur au cours de 2014 et 2013 ont été établis par la CEO à la suite de sa décision, rendue en mars 2013, d'approuver un accord entre OPG et des intervenants sur la demande d'OPG sollicitant l'approbation du recouvrement, ou du remboursement, des soldes de la plupart des comptes d'écarts et de report réglementés autorisés par la CEO au 31 décembre 2012. Les comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO sont présentés à la note 5 des présents états financiers consolidés.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG a reçu le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des cas où une CAE avec la SIERE ou une convention de recouvrement des coûts était en vigueur. Au 31 décembre 2014, pratiquement tous les actifs d'exploitation non réglementés d'OPG faisaient l'objet de CAE. Les revenus tirés des centrales qui sont assujettis à une convention de recouvrement des coûts ou à une CAE sont comptabilisés conformément aux modalités de l'entente ou du contrat.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 131 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2014 (94 millions de dollars en 2013).

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location-exploitation et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Le bénéfice associé aux revenus nets tirés de la location des centrales Bruce et des ententes connexes, ainsi qu'une portion des ventes d'eau lourde, est au profit du consommateur, puisqu'il diminue les tarifs réglementés sur la production des centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultats linéairement sur la durée du contrat de location.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes, des locations immobilières et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont constatés dès lors que les services sont complètement rendus ou que les produits sont livrés.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Se reporter à la note 12 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG emploie une hiérarchie des justes valeurs qui classe les actifs et les passifs dans trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer les justes valeurs, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur actualisée des paiements minimums au titre de la location. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements effectués dans le

cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées diffère des paiements réels effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, l'écart est constaté d'avance et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. L'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres

placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Modifications de méthodes et d'estimations comptables

Incidence de la réglementation des tarifs appliquée aux centrales hydroélectriques nouvellement réglementées, ainsi que de la décision et de l'ordonnance rendues par la CEO en 2014

La décision de la CEO à l'égard de la demande déposée par OPG en septembre 2013 pour l'établissement de nouveaux tarifs réglementés pour la production nucléaire et pour la production hydroélectrique existante d'OPG a été rendue en novembre 2014 à la suite d'un processus d'audience publique. Cette décision a été suivie de l'ordonnance publiée en décembre 2014 par la CEO, qui établit des nouveaux tarifs réglementés pour ces centrales à compter du 1er novembre 2014.

La décision et l'ordonnance de la CEO établissent aussi un tarif réglementé pour la production des 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Le tarif réglementé pour ces centrales est aussi entré en vigueur à compter du 1er novembre 2014.

En raison de l'application, à compter de 2014, d'une réglementation des tarifs à 48 centrales hydroélectriques non réglementées auparavant, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires pour les impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu pour les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite. L'augmentation des actifs réglementaires pour les impôts reportés s'est soldée par un gain extraordinaire net de 243 millions de dollars comptabilisé dans l'état des résultats consolidé de 2014. L'augmentation des actifs réglementaires pour les obligations au titre des prestations de

retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite a entraîné une hausse de 184 millions de dollars des autres éléments du résultat étendu, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 61 millions de dollars.

Dans sa décision et son ordonnance, la CEO a approuvé l'ajout de 1 365 millions de dollars à la base tarifaire réglementée en raison de l'achèvement du tunnel de Niagara et de l'ajout de sa capacité en service en mars 2013. Le montant approuvé qui a été ajouté à la base tarifaire est inférieur au coût des immobilisations. Conformément au Topic 980 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Regulated Operations*, le montant rejeté par un organisme de réglementation à l'égard d'immobilisations récemment achevées doit habituellement être radié au cours de la période où l'organisme de réglementation a rendu sa décision. Ainsi, le montant rejeté par la CEO à l'égard des coûts du projet du tunnel de Niagara a entraîné la sortie de coûts de 77 millions de dollars en 2014, y compris des coûts estimatifs à engager pour clore le projet de 1 million de dollars. En décembre 2014, OPG a déposé une requête sollicitant la revue et la modification de certaines parties de la décision de la CEO, dont le rejet de dépenses engagées pour le tunnel de Niagara.

Sociétés de placement

Pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1er janvier 2014, OPG a adopté la mise à jour du Topic 946, *Investment Companies*, de l'ASC. En se fondant sur l'étendue modifiée de la norme, OPG a conclu qu'OPG Ventures Inc., le Fonds de déclassement, le Fonds pour combustible irradié et la Fiducie en vertu de la LDCN doivent être traités comme des sociétés de placement. Puisque les placements de ces entités sont déjà comptabilisés à la juste valeur, il n'y a eu aucun écart d'évaluation au moment de l'adoption de cette mise à jour. Se reporter à la note 8 pour des renseignements additionnels sur le Topic 946 de l'ASC.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations de retraite projetées et des avantages complémentaires de retraite projetés au 31 décembre 2014 était de 4,0 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation de 4,9 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2013.

Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 2 461 millions de dollars au 31 décembre 2013 à 3 262 millions de dollars au 31 décembre 2014, en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2014, contrebalancée en partie par le rendement favorable des actifs de la caisse de retraite en 2014.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a augmenté, passant de 2 719 millions de dollars au 31 décembre 2013 à 3 143 millions de dollars au 31 décembre 2014. L'augmentation de cette obligation s'explique surtout par la baisse des taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2014, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 4 869 millions de dollars (3 899 millions de dollars en 2013). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2014 et 2013 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(878)**	(886)	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 568**	1 339	**32**	29	**288**	245
Perte actuarielle nette amortissable	**3 443**	3 043	**65**	50	**350**	78
Perte actuarielle nette non amortie	**4 133**	3 496	**97**	79	**638**	323
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**1**	1

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2014 comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(25)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	25	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(51)	(1)	(10)
Diminution de 0,25 %	54	1	12
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	90	1	1
Diminution de 0,25 %	(85)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	20	3	1
Diminution de 0,25 %	(20)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	75
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(37)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.
[1] Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report.

Prises de position comptables récentes

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (« ASU 2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la constatation des produits, notamment les lignes directrices selon les secteurs aux termes des PCGR des États-Unis. Selon le principe de base énoncé dans l'ASU 2014-09, une entité doit

comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. L'ASU 2014-09 définit un processus en cinq étapes pour mettre en œuvre ce principe de base et, ce faisant, des jugements et des estimations supplémentaires par rapport aux exigences existantes des PCGR des États-Unis pourraient être nécessaires. La norme entrera en vigueur à compter de l'exercice 2017 d'OPG ainsi que pour les périodes intermédiaires comprises dans cet exercice. Deux méthodes de transition rétrospective s'offrent aux entités à l'application de la norme : i) une approche rétrospective intégrale, qui reflète l'application de la norme à chaque période de présentation de l'information financière précédente en recourant au besoin à certaines mesures de simplification ou ii) une approche rétrospective modifiée, tenant compte de l'effet cumulatif de l'adoption initiale de l'ASU 2014-09 comptabilisé à la date d'adoption et des informations additionnelles à fournir. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ces états financiers consolidés et n'a pas encore déterminé par quelle méthode elle adoptera la norme en 2017.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2015-02, intitulée *Consolidation (Topic 810): Amendments to the Consolidation Analysis* (« ASU 2015-02 »), qui intègre certains changements ciblés aux lignes directrices relatives à la consolidation des sociétés en commandite, des sociétés à responsabilité limitée et des structures de titrisation. Plus précisément, les sociétés en commandite d'OPG seront considérées comme des EDDV, à moins que les commanditaires ne détiennent des droits substantiels de limogeage ou de participation. Par conséquent, on prévoit un plus grand nombre de situations où des sociétés en commandite seront considérées comme des EDDV et où OPG sera le principal bénéficiaire; des sociétés en commandite actuellement non consolidées seront ainsi consolidées. Les modifications s'appliquent à compter de l'exercice 2016 d'OPG et aux périodes intermédiaires en 2016. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés et n'a pas encore déterminé l'incidence de cette norme en 2016.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Amortissement des immobilisations corporelles	**451**	513
Amortissement des actifs incorporels	**13**	14
Amortissement des actifs et passifs réglementaires *(note 5)*	**290**	436
	754	963

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013** *(ajusté - note 16)*
Centrales nucléaires	**9 313**	9 116
Centrales hydroélectriques réglementées	**9 287**	9 296
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	**3 600**	2 475
Autres immobilisations corporelles	**1 833**	414
Constructions en cours	**1 826**	3 140
	25 859	24 441
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**6 771**	7 478
Autres immobilisations corporelles	**1 495**	225
	8 266	7 703
	17 593	16 738

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Remise en état de la centrale Darlington	**1 309**	658
Conversion à la biomasse d'Atikokan	**6**	144
Projet de la rivière Lower Mattagami	**-**	1 982
Divers	**511**	356
	1 826	3 140

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2014 (5 % en 2013) ont été de 135 millions de dollars (127 millions de dollars en 2013).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013** *(ajusté - note 16)*
Centrales nucléaires	**116**	114
Centrales hydroélectriques réglementées	**4**	4
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	**5**	5
Logiciels et autres actifs incorporels	**261**	257
Aménagement en cours	**46**	22
	432	402
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**109**	103
Logiciels et autres actifs incorporels	**247**	240
	356	343
	76	59

La dotation aux amortissements des actifs incorporels totale estimative actuellement comptabilisée pour les cinq exercices à venir est comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2016	2017	2018	2019
Dotation aux amortissements	11	8	4	2	-

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

En mars 2013, la CEO a approuvé l'accord de règlement conclu entre OPG et des intervenants sur tous les aspects de la demande d'OPG qui sollicitait une approbation pour le recouvrement ou le remboursement de la quasi-totalité des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012 (l'« accord de règlement »). En approuvant l'accord de règlement, la CEO a autorisé l'utilisation des soldes approuvés sur des périodes variant de 2 à 12 ans à compter du 1er janvier 2013. En avril 2013, la CEO a rendu une ordonnance autorisant OPG à encaisser 633 millions de dollars pendant la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2014 au moyen d'avenants tarifaires applicables à cette période. En 2014 et en 2013, la Société a amorti des soldes d'actifs et de passifs réglementaires pour les comptes d'écarts et de report dont l'utilisation était approuvée sur les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées à la suite de l'approbation de l'accord de règlement par la CEO. Tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop des soldes approuvés qui était dû aux écarts entre la production réelle et la production prévue a été comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements autorisé pour la production nucléaire et dans le compte semblable autorisé pour la production hydroélectrique et il sera, selon le cas, recouvré auprès des consommateurs ou remboursé à ceux-ci dans l'avenir.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a aussi approuvé le maintien des comptes d'écarts et de report existants, y compris ceux approuvés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Pour la période du 1er janvier 2013 au 31 octobre 2014, la Société a comptabilisé des actifs et passifs réglementaires à l'égard des ajouts comptabilisés dans ces comptes d'écarts et de report comme l'y a autorisée la CEO, relativement aux montants prévus inclus dans le calcul des tarifs réglementés liés au coût du service alors en vigueur, le cas échéant.

En novembre 2014 et décembre 2014 respectivement, la CEO a rendu une décision et une ordonnance établissant de nouveaux tarifs réglementaires pour la production réglementée d'OPG à compter du 1er novembre 2014. La décision et l'ordonnance de la CEO ont approuvé le recouvrement ou le remboursement des soldes de quatre comptes d'écarts au 31 décembre 2013 totalisant 189 millions de dollars, sans rajustement. L'approbation du recouvrement ou du remboursement des soldes vise le compte d'écarts relatif au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, les tranches d'investissement destinées à la production nucléaire et hydroélectrique du compte d'écarts de remise en état de la capacité et le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires La CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de ces soldes sur une période de 12 mois au moyen d'avenants tarifaires en vigueur du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015.

Par sa décision et son ordonnance, la CEO a aussi approuvé le maintien des comptes d'écarts et de report existants et, à compter du 1er novembre 2014, a prolongé tous les comptes applicables aux 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Au cours de la période du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé des actifs et des passifs réglementaires pour des ajouts inscrits à ces comptes d'écarts et de report comme l'y a autorisée la CEO. Au cours de cette période, la Société a aussi comptabilisé des actifs réglementaires pour des ajouts au compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement et au compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, établis par la CEO à compter du 1er novembre 2014.

En 2014 et en 2013, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes des comptes d'écarts et de report comme l'y a autorisée la CEO. Pour les comptes portant intérêt au cours de cette période, les intérêts ont été comptabilisés au taux d'intérêt prescrit par la CEO, lequel est de 1,47 % par année.

En décembre 2014, OPG a déposé auprès de la CEO une demande afin d'obtenir l'approbation du recouvrement de la quasi-totalité des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2014. Dans sa demande, OPG sollicite le recouvrement de ces soldes au moyen de nouveaux avenants tarifaires à compter du 1er juillet 2015. La décision quant à la demande d'OPG sera prise par la CEO à la conclusion d'un processus d'audience publique qui a débuté au premier trimestre de 2015.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Actifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**939**	667
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**315**	353
Compte de report des passifs nucléaires	**286**	254
Compte d'écarts de remise en état de la capacité	**190**	100
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	**67**	19
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	**59**	57
Autres comptes d'écarts et de report	**111**	233
	1 967	1 683
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**4 363**	3 158
Impôts reportés *(note 9)*	**861**	559
Total des actifs réglementaires	**7 191**	5 400
Moins : tranche à court terme	**167**	306
Actifs réglementaires à long terme	**7 024**	5 094
Passifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Autres comptes d'écarts et de report	**44**	24
Total des passifs réglementaires	**44**	24
Moins : tranche à court terme	**5**	16
Passifs réglementaires à long terme	**39**	8

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2014 et 2013 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Report des passifs nucléaires	Écarts de remise en état de la capacité	Écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	Écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	Autres écarts et report (montant net)	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés
Actifs réglementaires, montant net au 1er janvier 2013	324	311	208	14	4	30	384	4 494	668
Augmentation (diminution)	402	110	123	93	15	26	53	(1 336)	(109)
Intérêts	1	(5)	(2)	-	-	1	3	-	-
Amortissement	(60)	(63)	(75)	(7)	-	-	(231)	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2013	667	353	254	100	19	57	209	3 158	559
Augmentation	**312**	**4**	**82**	**92**	**48**	**1**	**9**	**1 205**	**302**
Intérêts	-	-	-	**3**	-	**1**	**2**	-	-
Amortissement	**(40)**	**(42)**	**(50)**	**(5)**	-	-	**(153)**	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2014	**939**	**315**	**286**	**190**	**67**	**59**	**67**	**4 363**	**861**

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Comme l'autorise la CEO, pour la période du 1er mars 2011 au 31 octobre 2014, le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite réels pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes et les coûts correspondants inclus dans les tarifs réglementaires alors en vigueur. Dans sa décision rendue en novembre 2014, la CEO a établi que les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les activités à tarifs réglementés compris dans les nouveaux tarifs réglementés à compter du 1er novembre 2014 seraient limités aux cotisations minimales estimées d'OPG à son régime de retraite agréé et aux charges d'OPG prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires. Par conséquent, la CEO a ordonné que l'amortissement ne soit comptabilisé pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qu'à compter du 1er novembre 2014.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a autorisé le recouvrement de 2/12 du solde au 31 décembre 2012 du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. La CEO a aussi autorisé le recouvrement de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 144 mois prenant fin le 31 décembre 2024. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire au titre du compte de manière linéaire sur ces périodes.

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit inclure l'écart entre les revenus d'OPG et les coûts relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a établi un compte d'écarts qui comprend les

écarts entre les revenus et coûts d'OPG liés à la centrale nucléaire louée à Bruce Power L.P. et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a ordonné le recouvrement de la partie du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2012 qui se rapporte à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location conclu avec Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce »), en tenant compte des rabais prévus de loyer à payer par OPG à Bruce Power L.P. et de l'incidence fiscale s'y rapportant. Depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit, sur cette base, l'actif réglementaire au titre de cette partie du compte.

La CEO a autorisé le recouvrement de la partie non dérivée du solde au 31 décembre 2012 sur une période de 48 mois prenant fin le 31 décembre 2016. Depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire de la partie non dérivée du compte de manière linéaire sur cette période.

Compte de report des passifs nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte de report des passifs nucléaires pour y comptabiliser les variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaires, et les passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associés aux centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG, qui comprennent les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins de revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA. En 2012, la Province a approuvé, avec prise d'effet le 1er janvier 2012, le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012 pour la période de 2012 à 2016. Puisque les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014 ne reflètent pas l'incidence du plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA, OPG a enregistré une hausse de l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires pour la période du 1er janvier 2012 au 31 octobre 2014.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, les composantes de la hausse de l'actif réglementaire incluse dans le compte de report des passifs nucléaires pour refléter la hausse susmentionnée des passifs, et les réductions des charges correspondantes, ont été les suivantes :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Charges liées au combustible	**23**	26
Charges variables liées à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité[1]	**1**	1
Amortissement des actifs incorporels	**43**	52
Rendement de la base tarifaire[2]	**-**	2
Intérêts[3]	**-**	(2)
Impôts sur les bénéfices	**15**	42
	82	121

[1] Le montant a été comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

[2] Le montant a été comptabilisé en réduction de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

[3] Le montant de 2013 correspond à la radiation d'intérêts comptabilisés sur le solde du compte au 31 décembre 2012, conformément à l'accord de règlement approuvé par la CEO.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement d'une partie du solde du compte de report des passifs nucléaires au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG a amorti l'actif réglementaire au titre de ce compte de manière linéaire sur cette période. Comme l'a ordonné la CEO et conformément aux modalités de l'accord de règlement, aucun intérêt n'a été comptabilisé sur le solde de ce compte à compter du 1er janvier 2013.

Compte d'écarts de remise en état de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte d'écarts de remise en état de la capacité. Le compte comprend les écarts par rapport aux prévisions qui sont reflétés dans les tarifs réglementés pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés aux centrales réglementées pour accroître leur production, les remettre en état ou ajouter de la capacité. Le solde du compte au 31 décembre 2014 comprend les écarts se rapportant au projet du tunnel de Niagara, à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

OPG détermine les montants qui doivent être recouvrés auprès des consommateurs, ou remboursés à ces derniers, à l'égard des écarts relatifs aux coûts en capital comme l'écart par rapport aux prévisions de la dotation aux amortissements et du coût du capital liés aux installations mises en service qui sont reflétées dans les tarifs réglementés, ainsi que l'incidence fiscale connexe. Le montant du coût du capital inclus dans le compte est calculé en fonction du coût moyen pondéré du capital, y compris un rendement des capitaux propres, comme l'autorise la CEO pour établir les prix réglementés. Conformément aux PCGR des États-Unis, lorsqu'OPG comptabilise un actif réglementaire dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, la partie des ajouts au coût du capital comptabilisés à titre d'actif réglementaire se limite au montant calculé à l'aide du taux moyen des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours.

Puisque les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014 ne reflètent pas l'incidence du tunnel de Niagara déclaré en service en mars 2013, les ajouts au compte d'écarts de remise en état de la capacité pour la période du 1er janvier 2014 au 31 octobre 2014 comprennent un montant de 116 millions de dollars (114 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013) à recouvrer auprès des consommateurs pour le tunnel de Niagara. Ce montant inclut une composante coût du capital de 83 millions de dollars (83 millions de dollars pour l'exercice 2013) déterminée selon le coût moyen pondéré du capital. Pour l'exercice 2014, OPG a comptabilisé une hausse de 89 millions de dollars (88 millions de dollars pour l'exercice 2013) de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité relatif au tunnel de Niagara, dont une composante coût du capital de 56 millions de dollars (56 millions de dollars pour l'exercice 2013) déterminée à l'aide du taux moyen de 5 % des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (5 % pour l'exercice 2013).

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement de la partie coûts autres qu'en capital des centrales nucléaires du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire au titre de cette partie du solde du compte de manière linéaire sur cette période. En établissant les nouveaux tarifs réglementés en vigueur à compter du 1er novembre 2014, la CEO a approuvé le recouvrement des parties coûts en capital des centrales nucléaires et hydroélectriques au 31 décembre 2013 totalisant 119 millions de dollars sur une période de 12 mois commençant le 1er janvier 2015.

Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire

Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production abandonnée des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire. En date du 1er mars 2011, la CEO a approuvé ce compte d'écarts pour les centrales hydroélectriques déjà réglementées. La CEO a élargi le compte pour les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées à compter du 1er novembre 2014.

Dans sa décision de novembre 2014 et son ordonnance de décembre 2014, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2013, sur une période de 12 mois commençant le 1er janvier 2015.

Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

Le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires a été établi conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et comprend les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés par OPG pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires proposées et le montant prévu de ces coûts inclus dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire.

Dans sa décision de novembre 2014, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2013, sur une période de 12 mois commençant le 1er janvier 2015.

Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2014 et 2013, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient les montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production nucléaire et la production hydroélectrique.

Au 31 décembre 2014, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient également les montants comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement, le compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et le compte d'écarts selon la comptabilité de trésorerie des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le solde du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le solde du compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering a été comptabilisé entièrement pendant la période du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2014. Ce solde compense le crédit aux consommateurs relatif à la diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles pour la centrale nucléaire Pickering, qui a été présentée en réduction des prix selon la nouvelle base tarifaire réglementaire en vigueur à compter du 1er novembre 2014 et de l'avenant tarifaire portant sur la production nucléaire en vigueur à compter de la fin de 2014. À compter du 1er novembre 2014, le compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comptabilise l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à ses régimes de retraite agréés ainsi que ses charges au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, et les montants correspondants inclus dans les tarifs réglementés. Au 31 décembre 2013, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi les montants du compte d'écarts de pertes fiscales et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis, dont les soldes approuvés par la CEO étaient entièrement amortis au 31 décembre 2014.

Les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, et dans le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes comprend des variations des impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt. Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise un crédit aux consommateurs correspondant à 50 % des revenus nets tirés du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité d'OPG franchissant un certain seuil pour les centrales hydroélectriques déjà réglementées et, à compter du 1er novembre 2014, pour les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées.

Les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2014 et les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2013 comprenaient aussi des montants comptabilisés dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires et dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques. Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques

réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés. Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comprend l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles. À compter du 1er novembre 2014, ces deux comptes s'appliquent aux centrales hydroélectriques nouvellement réglementées.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de la majorité des soldes dans les autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit les soldes applicables des comptes de manière linéaire sur cette période.

Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement.

Dans sa décision rendue en novembre 2014, la CEO a établi le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement. À compter du 1er novembre 2014, le compte de report comptabilise l'écart entre les coûts réels d'OPG liés aux régimes de retraite ainsi qu'aux avantages complémentaires de retraite pour les activités à tarifs réglementés calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes. La CEO a établi le compte de report après avoir déterminé que les montants se rapportant aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, reflétés dans les tarifs réglementés à compter du 1er novembre 2014, se limiteraient aux dépenses au comptant prévues d'OPG pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, plutôt qu'aux coûts établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement, conformément aux PCGR des États-Unis. Dans sa détermination, la CEO a indiqué qu'une instance générale portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite serait nécessaire et que l'utilisation du solde de ce compte de report serait établie selon les conclusions tirées de cette instance. La durée et le calendrier de l'instance générale n'ont pas encore été annoncés.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, OPG a comptabilisé l'ajout d'un actif réglementaire de 36 millions de dollars au compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement. Conformément aux exigences de la CEO, aucun intérêt n'est comptabilisé sur le solde de ce compte.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspond aux montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et qui n'ont pas encore été reclassés dans la composante amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ces montants devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est contrepassé au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des avantages. Se reporter à la note 3, sous la rubrique *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*, pour obtenir une présentation détaillée sur la méthode de recouvrement des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 11.

Impôts reportés

OPG est tenue de constater les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus,

OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 9.

6. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2014	2013
Dette à long terme[1]		
Billets à payer à la SFIEO		
Billets de premier rang[2]		
3,43 %, échéant en 2015	**500**	500
4,91 %, échéant en 2016	**270**	270
5,35 %, échéant en 2017	**900**	900
5,27 %, échéant en 2018	**395**	395
5,44 %, échéant en 2019	**365**	365
4,56 %, échéant en 2020	**660**	660
4,28 %, échéant en 2021	**185**	185
3,30 %, échéant en 2022	**150**	150
3,12 %, échéant en 2023	**40**	40
5,07 %, échéant en 2041	**300**	300
4,36 %, échéant en 2042	**200**	200
Dette d'UMH Energy Partnership[3]		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	**190**	193
Lower Mattagami Energy Limited Partnership[4]		
Billets de premier rang		
2,59 %, échéant en 2015	**-**	92
2,35 %, échéant en 2017	**200**	200
4,46 %, échéant en 2021	**225**	225
3,53 %, échéant en 2024	**200**	-
5,26 %, échéant en 2041	**250**	250
5,05 %, échéant en 2043	**200**	200
4,26 %, échéant en 2046	**275**	275
4,26 %, échéant en 2052	**225**	225
	5 730	5 625
Moins : tranche échéant à moins d'un an	**503**	5
Dette à long terme	**5 227**	5 620

[1] Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

[2] La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus et est de rang égal aux créances de premier rang de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME).

[3] Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Les remboursements de principal d'environ 3 millions de dollars par an sont versés chaque semestre jusqu'à l'échéance des billets en 2041, date à laquelle le solde du principal impayé de 116 millions de dollars devient exigible.

[4] Ces billets sont garantis par les actifs du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris les installations existantes en exploitation et les installations en cours de construction, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

OPG pouvait emprunter jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars sur la facilité de crédit accordée par la SFIEO liée au projet du tunnel de Niagara, qui est venue à échéance le 31 décembre 2014. Au 31 décembre 2014, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 065 millions de dollars (1 065 millions de dollars en 2013).

OPG pouvait emprunter sur une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars accordée par la SFIEO, qui est venue à échéance sans encours le 31 décembre 2014. En décembre 2014, OPG a conclu une entente avec la SFIEO qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars venant à échéance le 31 décembre 2016 pour satisfaire à ses exigences de financement en 2015 et en 2016. Au 31 décembre 2014, cette facilité ne comportait aucun encours.

Les intérêts payés en 2014 se sont établis à 273 millions de dollars (255 millions de dollars en 2013), dont une tranche de 264 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (246 millions de dollars en 2013).

La valeur comptable des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2014 s'élevait à 3 271 millions de dollars (2 756 millions de dollars en 2013).

Les échéances contractuelles par exercice de tous les emprunts à long terme se résument comme suit :

(en millions de dollars)	
2015	**503**
2016	**273**
2017	**1 103**
2018	**398**
2019	**368**
Par la suite	**3 085**
	5 730

7. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. En mai 2014, OPG a renouvelé les deux tranches et reporté leur échéance d'un an, soit jusqu'en mai 2019. Aux 31 décembre 2014 et 2013, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

LME peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 600 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami. La facilité est partagée en deux tranches. En août 2014, OPG a reporté l'échéance de la première tranche d'août 2018 à août 2019. La seconde tranche arrive à échéance en août 2015. Au 31 décembre 2014, aucun papier commercial d'investisseurs externes n'était en cours dans le cadre de ce programme (32 millions de dollars en 2013).

Au 31 décembre 2014, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 390 millions de dollars qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2014, des lettres de crédit d'un total de 336 millions de dollars avaient été émises, dont 310 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 25 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de la convention, la Société continue de gérer les créances. La cession fait en sorte que la fiducie devient propriétaire véritable d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. En septembre 2014, le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention a été réduit à

150 millions de dollars et l'échéance de ces droits a été reportée du 30 novembre 2014 au 30 novembre 2016. Au 31 décembre 2014, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars (80 millions de dollars en 2013) étaient en cours, pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

En octobre 2014, UMH Energy Partnership (« UMH ») a conclu une facilité de découvert non confirmée à court terme de 8 millions de dollars et des lettres de facilités de crédit de soutien irrévocables de 16 millions de dollars pour soutenir ses activités. Au 31 décembre 2014, des lettres de crédit d'un total de 14 millions de dollars avaient été émises en vertu de cette facilité.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Intérêt sur la dette à long terme	**291**	280
Intérêt sur la dette à court terme	**9**	9
Intérêts créditeurs	**(10)**	(10)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(135)**	(127)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires[1]	**(75)**	(66)
Intérêts débiteurs, montant net	**80**	86

[1] Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux actifs et aux passifs réglementaires, comme l'autorise la CEO, ainsi qu'aux intérêts reportés dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité et dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

8. PASSIFS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Passif lié au coût de gestion du combustible nucléaire irradié	**10 459**	9 957
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**6 204**	5 946
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**365**	354
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**17 028**	16 257

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Passifs au début de l'exercice	**16 257**	15 522
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation[1]	**867**	826
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges	**116**	109
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	**(212)**	(199)
Variation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**-**	(1)
Passifs à la fin de l'exercice	**17 028**	16 257

[1] L'augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation en 2014 ne tient pas compte de l'incidence des comptes d'écarts et de report.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire, l'arrêt sécuritaire, le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Aux termes du contrat de location des centrales Bruce, OPG continue d'être le principal responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur bon nombre d'années. La dernière mise à jour des estimations des coûts des passifs liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires est incluse dans le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2014 et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 40 prochaines années. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la LDCN, entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035, au plus tôt.

Passif lié aux coûts de déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts *de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer présument un dépôt géologique en* profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui sera adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. OPG a suspendu les activités de conception du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité jusqu'à l'émission du permis de préparation de l'emplacement et de construction.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. En 2011, OPG a procédé à l'examen de ce passif pour la majorité de ses centrales thermiques. Aux fins de l'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations s'échelonnera sur les 15 prochaines années.

Au 31 décembre 2014, outre le passif de 143 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 222 millions de dollars qui reflète les coûts de déclassement de centrales qui ne sont pas actuellement utilisées pour la production d'électricité et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales, notamment les centrales Nanticoke et Lambton.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi que certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales. Au 31 décembre 2014, le Fonds de déclassement était surcapitalisé.

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitaient son risque financier total à une valeur en dollars courants d'environ 13,7 milliards de dollars au 31 décembre 2014, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes de combustible irradié établies selon les hypothèses à l'égard des durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2014 aux termes de l'ONFA a été de 139 millions de dollars (184 millions de dollars en 2013), y compris une cotisation à la fiducie créée en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 161 millions de dollars (154 millions de dollars en 2013). La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, exigées par la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement d'OPG aux termes de l'ONFA. D'après le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds pour combustible irradié, allant de 143 millions de dollars à 288 millions de dollars par année au cours des années 2015 à 2019. Les cotisations obligatoires sont présentées à la note 15.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et la valeur des Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En janvier 2014 et en janvier 2015, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars calculée d'après une garantie provinciale de 1 551 millions de dollars.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 3,25 % majoré de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario à long terme, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé.

En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. En pareils cas, OPG comptabilise en résultats 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence à l'égard du passif.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans des portefeuilles de biens immobiliers au Canada et d'infrastructures. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et, de cette manière, l'actif du portefeuille est composé de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible

irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui ont dépassé le seuil de 2,23 millions de grappes ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes selon le plus récent plan de référence approuvé.

Fonds nucléaires

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2014	2013
Fonds de déclassement	**7 346**	6 591
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	**(1 100)**	(624)
	6 246	5 967
Fonds pour combustible irradié[1]	**9 562**	8 519
Montant à payer à la Province – Fonds pour combustible irradié	**(1 429)**	(990)
	8 133	7 529
Total des Fonds nucléaires	**14 379**	13 496
Moins : tranche à court terme	**25**	25
Fonds nucléaires à long terme	**14 354**	13 471

[1] Au 31 décembre 2014, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 3 114 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (2 668 millions de dollars en 2013).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**464**	262
Placements non traditionnels	**1 003**	598
Fonds groupés	**1 293**	2 173
Titres de capitaux propres négociables	**8 176**	7 332
Titres à revenu fixe	**5 969**	4 713
Débiteurs/créditeurs, montant net	**3**	32
	16 908	15 110
Montant à payer à la Province	**(2 529)**	(1 614)
	14 379	13 496

Les placements d'OPG, par leur nature et leur type, possèdent les caractéristiques d'une société de placement, conformément au Topic 946 de l'ASC. Par conséquent, à compter du 1er janvier 2014, la Société applique les directives du Topic 946 de l'ASC à l'ensemble des placements détenus dans les Fonds nucléaires. Pour les Fonds nucléaires, OPG utilise le traitement comptable appliqué par les sociétés de placement dans ses états financiers consolidés. L'adoption du traitement comptable appliqué par les sociétés de placement pour les Fonds nucléaires n'a

eu aucune incidence sur le bénéfice net ou la variation de l'actif net liée à l'exploitation, les placements détenus dans les Fonds nucléaires d'OPG restant comptabilisés à la juste valeur.

Les placements détenus dans les Fonds nucléaires sont séparés des autres actifs du groupe consolidé qui ne sont pas des sociétés de placement.

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes sur les placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds nucléaires aux 31 décembre 2014 et 2013 se résument comme suit :

(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**2014 Fonds pour combustible irradié[1]**	**Total**
Coût historique	**6 188**	**8 163**	**14 351**
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	**1 218**	**1 441**	**2 659**
Total de la moins-value	**(150)**	**(174)**	**(324)**
Gains de change	**90**	**132**	**222**
	7 346	**9 562**	**16 908**
Montant à payer à la Province	**(1 100)**	**(1 429)**	**(2 529)**
Total de la juste valeur	**6 246**	**8 133**	**14 379**
Moins : tranche à court terme	**7**	**18**	**25**
Juste valeur à long terme	**6 239**	**8 115**	**14 354**

[1] Au 31 décembre 2014, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 3 114 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur.

(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**2013 Fonds pour combustible irradié[1]**	**Total**
Coût historique	5 571	7 240	12 811
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 111	1 365	2,476
Total de la moins-value	(118)	(136)	(254)
Gains de change	27	50	77
	6 591	8 519	15 110
Montant à payer à la Province	(624)	(990)	(1 614)
Juste valeur	5 967	7 529	13 496
Moins : tranche à court terme	12	13	25
Juste valeur à long terme	5 955	7 516	13 471

[1] Au 31 décembre 2013, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 2 668 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur.

Les gains et les pertes réalisés et latents nets sur les placements pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 sont résumés comme suit :

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	2014 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés	**401**	**545**	**946**
Gains de change réalisés	**36**	**36**	**72**
Gains réalisés, montant net	**437**	**581**	**1 018**
Gains latents, montant net			
Gains latents	**75**	**38**	**113**
Gains de change latents	**63**	**82**	**145**
Gains latents, montant net	**138**	**120**	**258**

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	2013 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés	182	174	356
Pertes de change réalisées	(9)	(8)	(17)
Gains réalisés, montant net	173	166	339
Gains latents, montant net			
Gains latents	410	639	1 049
Gains de change latents	97	114	211
Gains latents, montant net	507	753	1 260

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2014	2013
Fonds de déclassement au début de l'exercice	**5 967**	5 707
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**782**	854
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(27)**	(34)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(476)**	(560)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	**6 246**	5 967
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	**7 529**	7 010
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	**139**	184
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**954**	1 131
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(50)**	(41)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(439)**	(755)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	**8 133**	7 529

Le rendement des Fonds nucléaires en 2014 et 2013 a été touché par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Fonds de déclassement	**306**	294
Fonds pour combustible irradié	**515**	376
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**(107)**	(42)
Total du rendement	**714**	628

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

En 2014, OPG a enregistré une diminution de 22 millions de dollars (109 millions de dollars en 2013) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être remboursés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une diminution correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2014 et 2013 n'a pas été touchée.

En 2014, le montant du recouvrement d'impôts reçu, déduction faite des impôts versés, s'est établi à 29 millions de dollars (les impôts versés en 2013 s'établissaient à 14 millions de dollars).

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs :

(en millions de dollars)	2014	2013
Aux 1er janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**418**	500
Passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	**141**	168
	559	668
Incidence de la réglementation sur les centrales nouvellement réglementées :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires aux 30 juin relatifs aux centrales hydroélectriques visées par la réglementation à compter de 2014 *(note 3)*	**243**	-
Passifs d'impôts reportés découlant de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés relatifs à l'application d'une réglementation tarifaire à certaines centrales hydroélectriques à compter de 2014 *(note 3)*	**81**	-
	883	668
Variations au cours de l'exercice :		
Diminution des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés, y compris les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées à compter du 1er juillet 2014	**(17)**	(82)
Diminution des passifs d'impôts reportés découlant de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés, y compris les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées à compter du 1er juillet 2014	**(5)**	(27)
Solde aux 31 décembre	**861**	559

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2013
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**707**	166
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	**26,5 %**	26,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**187**	44
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report	**(79)**	(102)
Éléments non imposables de bénéfice	**(6)**	(3)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**25**	113
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	**(16)**	(22)
Divers	**28**	1
	(48)	(13)
Charge d'impôts	**139**	31
Taux d'imposition effectif	**19,7 %**	18,7 %

Les composantes importantes de la charge d'impôts sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	2014	2013
Charge (recouvrement) d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	**123**	48
Changement dans les positions fiscales	**(15)**	9
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(10)**	9
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	**(29)**	(30)
Divers	**14**	7
	83	43
Charge (recouvrement) d'impôts reportés :		
Variation des écarts temporaires	**100**	(14)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(69)**	(111)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**25**	113
	56	(12)
Charge d'impôts	**139**	31

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**4 247**	4 055
Autres passifs et actifs	**1 973**	1 672
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**11**	30
	6 231	5 757
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	**(1 478)**	(1 463)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(3 595)**	(3 374)
Autres passifs et actifs	**(1 986)**	(1 499)
	(7 059)	(6 336)
Passifs d'impôts reportés nets	**(828)**	(579)
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif (passif)	**8**	(14)
Tranche à long terme – passif	**(836)**	(565)
	(828)	(579)

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue après examen par les autorités fiscales. L'économie d'impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées est comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2013
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	**91**	82
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	**11**	13
Ajouts pour les positions fiscales des exercices antérieurs	**12**	-
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	**(35)**	(4)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	**79**	91

Au 31 décembre 2014, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 79 millions de dollars (91 millions de dollars en 2013), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils sont comptabilisés. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les 12 prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2014, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 6 millions de dollars (10 millions de dollars en 2013). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2010.

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations des soldes de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 sont comme suit :

	2014		
(en millions de dollars)	**Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]**	**Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]**	**Total[1]**
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	**(129)**	**(555)**	**(684)**
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	**(2)**	**-**	**(2)**
Comptabilisation de l'actif réglementaire initial des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les montants comptabilisés avant l'application de la réglementation tarifaire à certaines centrales à compter du 1er juillet 2014 *(note 3)*	**-**	**184**	**184**
Perte actuarielle lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**-**	**(35)**	**(35)**
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	**14**	**27**	**41**
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**12**	**176**	**188**
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	**(117)**	**(379)**	**(496)**

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]	2013 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]	Total[1]
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(156)	(823)	(979)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	14	-	14
Gain actuariel et crédits pour les services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	226	226
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	13	42	55
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	27	268	295
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(129)	(555)	(684)

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, sont comme suit :

(en millions de dollars)	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu 2014	2013	Poste aux états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	**16**	15	Intérêts débiteurs, montant net
Charge d'impôts	**(2)**	(2)	
	14	13	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles et coûts des services passés	**37**	57	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Charge d'impôts	**(10)**	(15)	
	27	42	
Total des montants reclassés pour l'exercice	**41**	55	

[1] Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 11).

11. RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et des finances au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans trois catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs de couverture des passifs, dont l'objectif est de protéger les passifs des régimes contre la sensibilité à l'inflation et aux taux d'intérêt. La seconde catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, dont l'objectif est d'obtenir des rendements plus élevés par rapport à ceux attendus des actifs de couverture des passifs. La troisième catégorie inclut les stratégies de diversification du rendement, dont l'objectif est l'amélioration de l'ensemble des rendements de la caisse de retraite tout en offrant une protection contre le risque de baisse des marchés.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs de couverture des passifs	54 %
Actifs d'accroissement du rendement	33 %
Actifs de diversification du rendement	13 %

Le régime a recours à des titres dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change à terme, aux fins de la gestion des risques, lorsque cela est cohérent avec son objectif de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations des gouvernements provinciaux canadiens, des obligations d'organismes gouvernementaux, des obligations indexées sur l'inflation, des obligations de sociétés, ainsi qu'un programme de couverture par superposition de taux d'intérêt, qui est décrit dans la rubrique sur les fonds groupés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. De plus, des portefeuilles de biens immobiliers et d'infrastructures représentent environ 5 % du total des actifs constituant la caisse de retraite. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est régi par des directives en matière de tolérance au risque, qui exige que les titres à revenu fixe respectent bon nombre de contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notations de crédit requises. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association, et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite comprend, entre autres, les activités suivantes :

- Gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs
- Surveillance des niveaux de financement et des ratios de financement
- Surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- Surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- Surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence
- Surveillance des directives en matière de tolérance au risque

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur :

	31 décembre 2014			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**251**	-	-	**251**
Placements à court terme	-	**3**	-	**3**
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	**349**	-	**349**
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	-	**1 704**	-	**1 704**
Actions				
Canadiennes	**1 955**	-	-	**1 955**
Américaines	**2 016**	-	-	**2 016**
Autres que nord-américaines	**2 147**	-	-	**2 147**
Fonds groupés	**12**	**2 450**	**866**	**3 328**
Infrastructures	-	-	**338**	**338**
Biens immobiliers	-	-	**300**	**300**
Divers	-	-	**5**	**5**
	6 381	**4 506**	**1 509**	**12 396** [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

	31 décembre 2013			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	320	-	-	320
Placements à court terme	-	5	-	5
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	315	-	315
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	-	1 514	-	1 514
Actions				
Canadiennes	2 087	-	-	2 087
Américaines	2 031	-	-	2 031
Autres que nord-américaines	2 357	-	-	2 357
Fonds groupés	38	1 959	11	2 008
Infrastructures	-	-	208	208
Biens immobiliers	-	-	210	210
Divers	-	2	-	2
	6 833	3 795	429	11 057 [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

Les tableaux suivants présentent les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 :

	Pour les exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars)	**Fonds groupés**	**Infrastructures**	**Biens immobiliers**	**Divers**	**Total**
Solde d'ouverture au 1er janvier 2013	8	160	72	-	240
Total des gains réalisés et latents	3	19	6	-	28
Achats, ventes et règlements	-	29	132	-	161
					-
Solde de clôture au 31 décembre 2013	11	208	210	-	429
Transfert du niveau 2 au niveau 3	-	-	-	**2**	**2**
Total des gains réalisés et latents	**69**	**37**	**76**	-	**182**
Achats, ventes et règlements	**786**	**93**	**14**	**3**	**896**
Solde de clôture au 31 décembre 2014	**866**	**338**	**300**	**5**	**1 509**

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2.

Coûts et passifs des régimes

Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		**Avantages complémentaires de retraite**	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,00 %**	4,90 %	**4,03 %**	4,91 %
Taux d'indexation de la grille salariale				
– Six prochaines années	**2,00 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
– Par la suite	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**s. o.**	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**6,09 %**	6,19 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**4,33 %**	4,34 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**s. o.**	s. o.	**2,00 %**	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2014	2013	2014	2013
Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**6,25 %**	6,25 %	**s. o.**	s. o.
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,90 %**	4,30 %	**4,90 %**	4,32 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**s. o.**	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**6,19 %**	6,38 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**4,34 %**	4,38 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**s. o.**	s. o.	**2,00 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	**12**	13	**13**	14

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**238**	291	**8**	10	**64**	106
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**658**	589	**14**	13	**135**	139
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(628)**	(648)	**-**	-	**-**	-
Amortissement des coûts des services passés[1]	**-**	-	**-**	-	**-**	1
Amortissement de la perte actuarielle nette[1]	**260**	244	**4**	6	**6**	48
Comptabilisation du gain actuariel net lié aux prestations d'invalidité prolongée	**-**	-	**-**	-	**(3)**	(32)
Coûts comptabilisés[2]	**528**	476	**26**	29	**202**	262

[1] L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette a été comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 5.

[2] Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report. Il est question de ces comptes réglementaires à la note 5.

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires et du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement, s'établit comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013**
Régimes de retraite agréés	**528**	476
Régimes de retraite complémentaires	**26**	29
Avantages complémentaires de retraite	**202**	262
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**(254)**	(312)
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires *(note 5)*	**(6)**	-
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et la comptabilité d'engagement *(note 5)*	**(36)**	-
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**460**	455

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, sont les suivants :

	Régimes de retraite agréés		**Régimes de retraite complémentaires**		**Avantages complémentaires de retraite**	
(en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Variation des actifs de la caisse de retraite						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	**10 961**	10 337	-	-	-	-
Cotisations patronales	**364**	306	**16**	14	**93**	87
Cotisations salariales	**70**	74	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	**1 677**	923	-	-	-	-
Versements de prestations	**(665)**	(679)	**(16)**	(14)	**(93)**	(87)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**12 407**	10 961	-	-	-	-
Variation des obligations au titre des prestations projetées						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**13 422**	13 669	**289**	297	**2 719**	3 174
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	**238**	291	**8**	10	**64**	106
Cotisations salariales	**70**	74	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**658**	589	**14**	13	**135**	139
Versements de prestations	**(665)**	(679)	**(16)**	(14)	**(93)**	(87)
Crédits pour les services passés	-	-	-	-	-	(2)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**1 946**	(522)	**22**	(17)	**318**	(611)
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**15 669**	13 422	**317**	289	**3 143**	2 719
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(3 262)**	(2 461)	**(317)**	(289)	**(3 143)**	(2 719)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2014	Régimes de retraite agréés 2013	Régimes de retraite complémentaires 2014	Régimes de retraite complémentaires 2013	Avantages complémentaires de retraite 2014	Avantages complémentaires de retraite 2013
Passif à court terme	-	-	**(9)**	(9)	**(93)**	(91)
Passifs à long terme	**(3 262)**	(2 461)	**(308)**	(280)	**(3 050)**	(2 628)
Total des passifs	**(3 262)**	(2 461)	**(317)**	(289)	**(3 143)**	(2 719)

Au 31 décembre 2014, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 14 333 millions de dollars et 274 millions de dollars (respectivement 12 242 millions de dollars et 237 millions de dollars en 2013). Il y a une différence entre l'obligation cumulée au titre des prestations et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation cumulée au titre des prestations ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 5, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2014	Régimes de retraite agréés 2013	Régimes de retraite complémentaires 2014	Régimes de retraite complémentaires 2013	Avantages complémentaires de retraite 2014	Avantages complémentaires de retraite 2013
Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu						
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) pour l'exercice	**897**	(797)	**22**	(17)	**321**	(579)
Crédits pour les services passés pour l'exercice	-	-	-	-	-	(2)
Amortissement de la perte actuarielle nette	**(260)**	(244)	**(4)**	(6)	**(6)**	(48)
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	-	(1)
Diminution (augmentation) totale des autres éléments du résultat étendu	**637**	(1 041)	**18**	(23)	**315**	(630)
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, compte non tenu du gain extraordinaire *(note 5)*	**652**	(814)	**19**	(18)	**289**	(504)
Moins : comptabilisation de l'actif réglementaire initial au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite lié aux centrales visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014 *(note 3)*	**219**	-	**5**	-	**21**	-
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**(234)**	(227)	**(6)**	(5)	**5**	(126)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés en tant que composantes du coût relatif aux avantages aux 31 décembre, avant impôts :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu						
Coûts des services passés	-	-	-	-	**1**	1
Perte actuarielle nette	**4 133**	3 496	**97**	79	**638**	323
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	**4 133**	3 496	**97**	79	**639**	324
Moins : Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**3 702**	2 831	**88**	64	**573**	263
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**431**	665	**9**	15	**66**	61

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amortis comme des composantes du coût relatif aux avantages et comptabilisés comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et comme des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, pour les centrales actuellement réglementées, en 2015, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Perte actuarielle nette	**292**	**6**	**27**
Total de l'augmentation du cumul des autres éléments du résultat étendu	**292**	**6**	**27**
Moins : diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**261**	**5**	**25**
Augmentation nette du cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**31**	**1**	**2**

D'après l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1er janvier 2014, il existait un passif non capitalisé de 1 143 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 7 034 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2011, il existait un passif non capitalisé de 555 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 663 millions de dollars en cas de liquidation. La situation de capitalisation qui sera présentée dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard, pourrait être considérablement différente. OPG prévoit verser des cotisations de 364 millions de dollars dans son régime de retraite agréé en 2015. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Selon l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation la plus récente du régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1er janvier 2014, il existait un excédent de 23 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de

l'exploitation et une insuffisance de 1 million de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2013, il existait un excédent de 14 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 15 millions de dollars en cas de liquidation. La prochaine évaluation actuarielle devra être en date du 1er janvier 2015 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 310 millions de dollars au 31 décembre 2014 (302 millions de dollars en 2013).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, en fonction des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2014, se détaillent de la manière suivante :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2015	563	10	93
2016	590	11	97
2017	596	11	101
2018	634	12	107
2019	666	13	112
De 2020 à 2024	3 788	77	636

Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts du coût constaté de 42 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2014 (54 millions de dollars pour 2013) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 31 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2014 (39 millions de dollars pour 2013). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 567 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2014 pour les avantages complémentaires de retraite (472 millions de dollars pour 2013) ou une diminution de 432 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2014 pour les avantages complémentaires de retraite (360 millions de dollars pour 2013).

12. GESTION DU RISQUE ET DÉRIVÉS

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité qui sont attribuables au marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

LME a conclu des swaps différés de taux d'intérêt pour se couvrir contre l'incidence des variations futures des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme utilisés pour le projet de la rivière Lower Mattagami. Tous les swaps de taux d'intérêt à terme ont été compensés ou réglés depuis le deuxième trimestre de 2014.

Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténuée par l'application de tarifs réglementés et d'autres arrangements contractuels pour une part importante des activités d'OPG. À compter du 1er novembre 2014, la quasi-totalité de cette exposition a été atténuée par l'entrée en vigueur de tarifs réglementés pour les 48 centrales hydroélectriques d'OPG non réglementées auparavant qui sont visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014.

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les hypothèses concernant l'incidence des prix futurs de l'électricité ont une incidence sur l'évaluation du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce.

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustibles. Au besoin, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2014, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments dérivés d'OPG :

			2014	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Quantité nominale**	**Échéance**	**Juste valeur**	**Poste du bilan**
Au 31 décembre 2014				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**s. o.**	**5 ans**	**(302)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Autres instruments dérivés	**Diverse**	**Diverse**	**11**	Divers
Total des dérivés			**(291)**	

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Quantité nominale	Échéance	2013 Juste valeur	Poste du bilan
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	s. o.	6 ans	(346)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Autres instruments dérivés	Diverse	Diverse	(8)	Divers
Total des dérivés			(354)	

Le tableau suivant montre le montant relatif aux dérivés comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2014	2013
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
(Perte) gain dans les autres éléments du résultat étendu	**(3)**	17
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	**19**	18
Reclassement de gains dans les charges liées au combustible	**(3)**	(3)
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	**(11)**	(7)
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les revenus	**9**	(4)
Dérivé incorporé (comptabilisé dans le bénéfice)		
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les revenus[1]	**44**	(33)

[1] Sauf l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les pertes nettes existantes de 20 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2014 devraient être reclassées dans le bénéfice net d'ici les 12 prochains mois.

13. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Le classement d'un actif ou d'un passif financier selon cette hiérarchie dépend de l'importance des données d'entrée utilisées pour l'évaluation à la juste valeur. La hiérarchie des justes valeurs comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Les transferts vers ou depuis chaque niveau et les transferts entre les niveaux sont réputés avoir eu lieu, dans chaque cas, à la date de l'événement ou du changement de circonstances qui a occasionné le transfert.

La Société doit déterminer la juste valeur de tous ses instruments financiers. Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

	Juste valeur		Valeur comptable[1]		
(en millions de dollars)	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**	**Poste du bilan**
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	**14 379**	13 496	**14 379**	13 496	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	**(63)**	(56)	**(63)**	(56)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**(302)**	(346)	**(302)**	(346)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	**(6 326)**	(5 955)	**(5 730)**	(5 625)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	**19**	1	**19**	1	Divers

[1] La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres débiteurs et charges payées d'avance et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

La juste valeur des instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées être des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs et des passifs évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs :

	31 décembre 2014			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Actifs				
Fonds de déclassement	**3 069**	**2 787**	**390**	**6 246**
Fonds pour combustible irradié	**617**	**7 444**	**72**	**8 133**
Autres instruments financiers	**4**	**5**	**16**	**25**
Total	**3 690**	**10 236**	**478**	**14 404**
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**-**	**-**	**(302)**	**(302)**
Autres instruments financiers	**(3)**	**(3)**	**-**	**(6)**
Total	**(3)**	**(3)**	**(302)**	**(308)**
Actif net	**3 687**	**10 233**	**176**	**14 096**

	31 décembre 2013			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Actifs				
Fonds de déclassement	3 005	2 715	247	5 967
Fonds pour combustible irradié	526	6 961	42	7 529
Autres instruments financiers	5	3	12	20
Total	3 536	9 679	301	13 516
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	-	-	(346)	(346)
Autres instruments financiers	(8)	(11)	-	(19)
Total	(8)	(11)	(346)	(365)
Actif (passif) net	3 528	9 668	(45)	13 151

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. De plus, il n'y a pas eu de transfert vers et depuis le niveau 3.

Les tableaux qui suivent présentent les variations des actifs et passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3 :

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	Fonds pour combustible irradié	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce[1]	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1er janvier 2013	163	13	(392)	13
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[1]	18	3	-	-
Pertes latentes incluses dans les revenus	-	-	(33)	(1)
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(1)	-	-	(2)
Achats	83	14	-	2
Ventes	(3)	-	-	-
Règlements	(13)	12	79	-
Solde de clôture au 31 décembre 2013	247	42	(346)	12
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[1]	**20**	**4**	-	-
Gains latents inclus dans les revenus	-	-	**44**	**2**
Gains réalisés (pertes réalisées) inclus dans les revenus	**1**	-	-	**(11)**
Achats	**148**	**28**	-	**13**
Ventes	**(12)**	**(2)**	-	-
Règlements	**(14)**	-	-	-
Solde de clôture au 31 décembre 2014	**390**	**72**	**(302)**	**16**

[1] Le total des gains (pertes) ne tient pas compte de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce

Les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle future prévue du prix horaire de l'électricité de l'Ontario chute sous les 30 $/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé.

En raison d'une donnée non observable utilisée dans le modèle d'évaluation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, l'évaluation du passif est classée dans le niveau 3.

Le tableau suivant présente les informations quantitatives relatives à l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce au 31 décembre 2014 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Juste valeur	Technique d'évaluation	Données non observables	Fourchette
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(302)	Modèle d'évaluation des options	Prime de risque[1]	De 0 % à 30 %

[1] Représente la fourchette de primes utilisées dans l'analyse d'évaluation que les intervenants du marché devraient employer pour évaluer le dérivé selon OPG.

La durée du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est fondée sur la durée de vie utile restante, aux fins comptables, de certaines unités des centrales Bruce. Au 31 décembre 2014, la durée de vie utile estimée de ces unités des centrales Bruce, aux fins comptables, s'échelonnait jusqu'en 2019. L'exposition d'OPG au

risque de variation de la juste valeur du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est atténuée dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, puisque les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont compris dans l'établissement des tarifs réglementés et sont assujettis au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par conséquent, l'incidence sur l'état des résultats des variations du passif dérivé est contrebalancée par l'incidence sur l'état des résultats du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Fonds de déclassement et Fonds pour combustible irradié

Les placements dans les Fonds nucléaires classés dans le niveau 3 consistent en des placements dans des biens immobiliers et des infrastructures à l'intérieur du portefeuille de placements non traditionnels. La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds nucléaires est établie à l'aide de techniques d'évaluation appropriées, comme des opérations dans des conditions normales de marché, des références à la juste valeur actuelle d'autres instruments qui sont essentiellement les mêmes, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers ou des multiples de valorisation récents ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres escomptes/primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2014 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Juste valeur**	**Engagements non capitalisés**	**Fréquence des rachats**	**Avis de rachat**
Infrastructures	496	262	s. o.	s. o.
Biens immobiliers	507	256	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	18	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	585	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Actions	690	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	2 296	518		

La juste valeur des placements ci-dessus est classée soit dans le niveau 2 ou dans le niveau 3.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées en fonction de la participation des Fonds nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales dans un fonds d'infrastructures.

Les placements dans les fonds d'infrastructures respectifs ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2025.

Biens immobiliers

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure situés au Canada. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi que la possibilité d'une plus-value du capital à long terme.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds nucléaires dans ces placements.

Les placements dans des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite, sous réserve du consentement écrit préalable des autres commanditaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et de portefeuilles diversifiés de titres à revenu fixe et de titres de capitaux propres inscrits en Bourse dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles.

La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements.

Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

14. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2014 et 2013, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG.

15. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy

Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). L'action portait sur tout paiement ou dédommagement dont British Energy serait rendue responsable au cours d'une procédure d'arbitrage à son encontre par certains propriétaires de Bruce Power L.P. concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power L.P. (l'« arbitrage »). L'action et l'arbitrage avaient trait à la présence de corrosion dans un générateur de vapeur d'une unité découverte après qu'OPG ait loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P.

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. British Energy a évalué le montant du règlement final à 71 millions de dollars. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (« déclaration modifiée ») pour réduire le montant des dommages à 100 millions de dollars pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux acquéreurs de la participation de British Energy dans Bruce Power L.P. tous les dommages qu'ils réclamaient initialement. Dans sa déclaration modifiée, British Energy a allégué aussi qu'OPG avait manqué à un engagement contractuel d'assurer l'entretien du générateur de vapeur entre le moment de la conclusion du contrat de location initial et la date d'entrée en vigueur du loyer, conformément aux bonnes pratiques.

Certaines Premières Nations ont intenté des actions en justice contre OPG pour raison d'ingérence dans leurs droits rattachés à la terre de réserve et leurs droits fonciers ancestraux respectifs. Également, OPG a été nommée dans certaines poursuites par les Premières Nations contre d'autres parties en qualité de tierce partie défenderesse.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Questions environnementales

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2014, les passifs environnementaux d'OPG s'inscrivaient à 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2013).

Garanties

La Société et ses coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2014, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 78 millions de dollars. OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2029. Au 31 décembre 2014, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice a été jugée négligeable et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2014 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	193	172	154	134	51	109	813
Cotisations en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement[1]	143	150	163	193	288	2 418	3 355
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG[2]	364	370	-	-	-	-	734
Remboursement sur la dette à long terme	503	273	1 103	398	368	3 085	5 730
Intérêt sur la dette à long terme	261	249	230	174	155	1 986	3 055
Obligations d'achat non conditionnelles	97	8	-	-	-	-	105
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	15	15	13	12	65	136
Engagements liés à la remise en état de Darlington[3]	150	-	-	-	-	-	150
Permis d'exploitation	22	23	23	18	19	-	105
Créditeurs	295	-	-	-	-	-	295
Divers	125	19	14	5	60	9	232
	2 169	1 279	1 702	935	953	7 672	14 710
Engagements commerciaux importants :							
Projet de la rivière Lower Mattagami	95	-	-	-	-	-	95
Total	2 264	1 279	1 702	935	953	7 672	14 805

1 Les cotisations effectuées en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA qui a été approuvé en 2012.

2 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2014. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2017 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

3 Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

Lower Mattagami

Le projet de la rivière Lower Mattagami a augmenté la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami de 438 MW. Au 31 décembre 2014, les six nouvelles centrales étaient en service. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établies à 387 millions de dollars et les dépenses cumulatives, à 2,4 milliards de dollars. Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières Nations et les coûts liés au raccordement. Les engagements contractuels restants se rapportent aux activités d'achèvement du projet.

Remise en état de la centrale Darlington

Au 31 décembre 2014, OPG a attribué des contrats évalués à plus de 2 milliards de dollars relativement à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Certains de ces contrats sont liés à des travaux qui seront exécutés au cours de la période de planification en cours, qui devrait prendre fin en 2015, tandis que d'autres sont liés à des travaux qui seront exécutés pendant la phase d'exécution du projet. Ces contrats contiennent des clauses

suspensives et des clauses de résiliation. Les contrats les plus importants comprennent le contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation et le contrat relatif aux turbogénératrices. Les contrats les plus importants attribués à ce jour sont les suivants :

- Le contrat relatif aux services d'ingénierie et aux travaux d'installation sur le terrain liés aux turbogénératrices, attribué par OPG en février 2014, est évalué à environ 200 millions de dollars.
- Le contrat relatif aux turbogénératrices pour la fourniture d'équipement et la prestation de services techniques, attribué par OPG en mars 2013, est évalué à environ 350 millions de dollars.
- Le contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation, attribué par OPG en mars 2012, est estimé à plus de 600 millions de dollars.

Les dépenses en immobilisations engagées pour le projet en 2014 se sont établies à 696 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1 462 millions de dollars au 31 décembre 2014. Un budget et un échéancier pour la remise en état des quatre unités devraient être disponibles en 2015.

Engagements au titre des contrats de location

La Société est partie à différents contrats de location pour des immeubles et du matériel aux termes de contrats de location-exploitation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les charges locatives de base pour les immeubles et le matériel de transport se sont élevées à 11 millions de dollars (15 millions de dollars en 2013).

OPG loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power L.P. jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans par la suite.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'écart entre les revenus, y compris les revenus de location, et les coûts, y compris l'amortissement des actifs incorporels, d'OPG relatifs à la propriété des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. Ces revenus et ces coûts sont établis en fonction de la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG. Comme les actifs loués à Bruce Power L.P. ne sont pas des installations visées en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, leur valeur comptable nette n'est pas incluse dans la base tarifaire.

En 2014, OPG a comptabilisé un revenu locatif lié aux centrales Bruce de 258 millions de dollars (176 millions de dollars en 2013), y compris un loyer supplémentaire de 207 millions de dollars reçu de Bruce Power L.P. (125 millions de dollars en 2013), déduction faite d'un rabais requis par contrat de 79 millions de dollars. La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power L.P. s'établissait à 1 755 millions de dollars au 31 décembre 2014 (1 859 millions de dollars en 2013).

Autres engagements

La Société a des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Au 31 décembre 2014, OPG comptait environ 9 700 employés à temps plein, et environ 89 % de son effectif à temps plein était couvert par des conventions collectives. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 mars 2015. La convention collective actuelle conclue avec ce syndicat a été établie au moyen d'une décision arbitrale rendue le 8 avril 2013. Cette convention collective a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 décembre 2015. Au deuxième trimestre de 2013, la Society of Energy Professionals a déposé à la Cour supérieure de justice de l'Ontario une demande de révision judiciaire à l'égard de la décision arbitrale. La cause a été entendue par la Cour divisionnaire le 30 octobre 2014, et une décision a été rendue le 27 novembre 2014, rejetant la demande de la Société of Energy Professionals. Le 11 décembre 2014, la Société of Energy Professionals a présenté une requête en autorisation d'appel de la décision de la Cour divisionnaire. La requête a été entendue, et une décision est attendue dans les prochains mois.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

16. SECTEURS D'ACTIVITÉ

En date du 1er janvier 2014, OPG a révisé la composition de ses secteurs d'exploitation afin de tenir compte des modifications apportées à son portefeuille de production et à ses procédures de communication interne de l'information. Ces modifications reflètent principalement le fait que 48 centrales hydroélectriques d'OPG sont visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014 ainsi que la fin de l'utilisation de charbon aux centrales Nanticoke et Lambton en 2013. En date du 1er janvier 2014, OPG comptait les secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée n'ont pas changé.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power L.P., qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et de services comme la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG, ce qui a pour effet de réduire les tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent dans la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés aux grappes de combustible irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts variables sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Le secteur comprend les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, des centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Il comprend aussi les résultats des 48 centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. L'ordonnance de la CEO, rendue en décembre 2014, établit des tarifs réglementés pour ces actifs à compter du 1er novembre 2014. Les informations comparatives pour ces 48 centrales hydroélectriques, auparavant présentées dans le secteur Production hydroélectrique non réglementée dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés annuels de 2013 d'OPG, ont été reclassées pour les rendre conformes à la nouvelle présentation.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme.

Les activités des centrales qui ne font pas actuellement l'objet d'un contrat ou d'une réglementation des tarifs, mais qui sont disponibles pour produire de l'électricité destinée à la vente, le cas échéant, sont aussi comprises dans le Portefeuille de production liée par contrat. Puisque les centrales Nanticoke et Lambton ont produit de l'électricité jusqu'à la fin de 2013, les activités liées à ces centrales pour la période comparative sont présentées dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat. Ces centrales ont mis hors service leurs unités alimentées au charbon par suite de la déclaration de l'actionnaire publiée en mars 2013 signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon à ces centrales au plus tard à la fin de 2013. Par conséquent, à compter du 1er janvier 2014, les activités liées aux centrales Lambton et Nanticoke sont présentées dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Les données comparatives des centrales non réglementées, auparavant présentées dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée dans le rapport de gestion annuel et les états financiers consolidés annuels de 2013 d'OPG, ont été reclassées afin de les rendre conformes à la nouvelle présentation.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à sa participation dans les centrales PEC et Brighton Beach est elle aussi incluse dans ce secteur.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent à l'électricité qui est achetée ou vendue aux limites de la Province, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont

comptabilisées dans les revenus du secteur. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières et d'autres services non réglementés. Les activités susmentionnées étaient auparavant comptabilisées dans le secteur Divers.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2014 et 2013 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2014**	**2013** *(ajusté)*
Production nucléaire réglementée	**23**	23
Production hydroélectrique réglementée	**6**	4
Portefeuille de production liée par contrat	**3**	6
Services, activités de négociation et activités autres que de production	**(32)**	(33)

Les informations de la période comparative ont été ajustées pour tenir compte des changements apportés aux secteurs d'activité isolables d'OPG et sont désignées « ajusté ».

Bénéfice (perte) sectoriel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée			
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydroélectrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Éliminations	Total
Produits	3 015	121	1 417	329	197	(116)	4 963
Charges liées au combustible	258	-	343	37	3	-	641
Marge brute	2 757	121	1 074	292	194	(116)	4 322
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	1 983	129	325	175	119	(116)	2 615
Amortissement	529	-	167	38	20	-	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	782	-	8	7	-	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(714)	-	-	-	-	(714)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	-	-	77	-	-	-	77
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(41)	-	-	(41)
Impôts fonciers	28	-	1	(1)	4	-	32
Restructuration	-	-	-	8	10	-	18
Autres pertes (revenus)	-	-	2	(6)	1	-	(3)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	217	(76)	502	111	33	-	787

Bénéfice (perte) sectoriel pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 *(en millions de dollars) (ajusté)*	**Production réglementée**			**Production non réglementée**			
	Production nucléaire	**Gestion des déchets nucléaires**	**Production hydroélectrique**	**Portefeuille de production liée par contrat**	**Services, activités de négociation et activités autres que de production**	**Éliminations**	**Total**
Produits	2 889	113	1 236	657	77	(109)	4 863
Charges liées au combustible	237	-	344	127	-	-	708
Marge brute	2 652	113	892	530	77	(109)	4 155
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 022	121	298	408	7	(109)	2 747
Amortissement	626	-	186	132	19	-	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	742	-	14	-	-	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(628)	-	-	-	-	(628)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(35)	-	-	(35)
Impôts fonciers	29	-	(1)	14	11	-	53
Restructuration	-	-	-	50	-	-	50
Autres pertes (revenus)	(1)	-	4	(4)	(2)	-	(3)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(24)	(122)	405	(49)	42	-	252

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2014	Production réglementée			Production non réglementée		
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydroélectrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 679	-	7 483	3 267	338	15 767
Constructions en cours	1 655	-	86	35	50	1 826
Immobilisations corporelles, montant net	6 334	-	7 569	3 302	388	17 593
Actifs incorporels en service, montant net	11	-	1	4	14	30
Développement en cours	2	-	1	-	43	46
Actifs incorporels, montant net	13	-	2	4	57	76
Stocks de combustible	298	-	-	36	-	334
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	93	-	-	1	-	94
À long terme	332	-	1	5	-	338
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	14 379	-	-	-	14 379
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(16 663)	-	(333)	(32)	(17 028)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2013 *(en millions de dollars)* *(ajusté)*	Production réglementée			Production non réglementée		
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydroélectrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 864	-	7 624	921	189	13 598
Constructions en cours	866	-	81	2 150	43	3 140
Immobilisations corporelles, montant net	5 730	-	7 705	3 071	232	16 738
Actifs incorporels en service, montant net	15	-	1	4	17	37
Développement en cours	2	-	-	-	20	22
Actifs incorporels, montant net	17	-	1	4	37	59
Stocks de combustible	334	-	-	56	-	390
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	94	-	-	1	-	95
À long terme	322	-	1	7	-	330
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	13 496	-	-	-	13 496
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(15 903)	-	(322)	(32)	(16 257)

Principales données de l'état des flux de trésorerie	Production réglementée			Production non réglementée		
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Exercice clos le 31 décembre 2014						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	**991**	-	**84**	**423**	**47**	**1 545**
Exercice clos le 31 décembre 2013 *(ajustés)*						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	633	-	172	724	39	1 568

17. VARIATION NETTE DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	2014	2013
Montants à recevoir de parties liées	**(80)**	40
Autres débiteurs et charges payées d'avance	**15**	(21)
Stocks de combustible	**56**	115
Impôts sur les bénéfices à payer/recouvrer	**75**	12
Matières et fournitures	**1**	(5)
Créditeurs et charges à payer	**145**	98
	212	239

18. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et les entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

	2014		2013	
(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	**Revenus**	**Charges**
Hydro One				
Ventes d'électricité	**23**	**-**	15	-
Services	**1**	**13**	-	14
Province d'Ontario				
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**-**	**476**	-	560
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**-**	**439**	-	755
Frais sur les revenus bruts	**-**	**123**	-	124
Commission de garantie de l'ONFA	**-**	**8**	-	8
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	**-**	**2**	-	1
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	**-**	**209**	-	208
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**-**	**187**	-	187
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**-**	**136**	-	28
Entente de soutien d'urgence	**83**	**-**	360	-
Impôt sur le capital	**-**	**-**	-	1
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	**4 305**	**75**	4 015	62
	4 412	**1 668**	4 390	1 948

Les soldes à recevoir et à payer aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	2014	2013
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**1**	2
SIERE	**468**	331
SFIEO	**10**	67
PEC	**3**	2
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**8**	3
SFIEO	**63**	65
Province d'Ontario	**3**	2

19. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation, tel qu'il est décrit à la note 3. La ventilation du solde compris dans les bilans consolidés aux 31 décembre est la suivante :

(en millions de dollars)	2014	2013
PEC		
Actif à court terme	**15**	19
Actif à long terme	**287**	303
Passif à court terme	**(5)**	(15)
Passif à long terme	**(4)**	(4)
Brighton Beach		
Actif à court terme	**6**	5
Actif à long terme	**186**	196
Passif à court terme	**(13)**	(11)
Passif à long terme	**(6)**	(5)
Dette à long terme	**(118)**	(129)
Participations dans des entités sous influence notable	**348**	359

20. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, des frais de recherche et de développement de 84 millions de dollars (104 millions de dollars en 2013) ont été imputés aux résultats.

21. RESTRUCTURATION

Par suite du Plan énergétique à long terme, de la directive sur l'approvisionnement diversifié et de diverses autres directives du ministère de l'Énergie, OPG a mis en œuvre des activités de restructuration depuis 2011 en préparation de la fermeture de ses unités de production alimentées au charbon aux centrales Lambton, Nanticoke, Atikokan et Thunder Bay. Ces activités ont une incidence sur les besoins en personnel et forcent OPG à comptabiliser des charges de restructuration correspondantes.

En décembre 2013, le ministère de l'Énergie a enjoint à l'ancienne OEO de négocier et de conclure un accord pour l'achat de la production d'électricité d'une unité de la centrale Thunder Bay convertie à un biocombustible perfectionné. Les répercussions sur les besoins en personnel ont été finalisées en 2014. Le total des indemnités de départ pour la centrale Thunder Bay est estimé à 8 millions de dollars et a été comptabilisé au cours des deuxième et troisième trimestres de 2014. Des indemnités de départ supplémentaires de 4 millions de dollars pour les centrales Lambton et Nanticoke ont aussi été comptabilisées en 2014. Des coûts de réaffectation de personnel de 6 millions de dollars ont été comptabilisés à mesure qu'ils ont été engagés en 2014.

OPG a eu des pourparlers avec les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, selon leurs conventions collectives respectives, à toutes les centrales touchées jusqu'à présent par la réglementation exigeant l'abandon du charbon dans la production d'électricité. Étant donné que des dispositions des conventions collectives permettent de reporter le paiement des indemnités à des périodes futures, le passif au titre de la restructuration devrait être complètement éliminé d'ici 2017.

La variation du passif au titre de la restructuration en 2014 et 2013 est comme suit :

(en millions de dollars)	
Passif au début de l'exercice	3
Charges de restructuration de l'exercice	50
Paiements effectués au cours de l'exercice	(13)
Passif au 31 décembre 2013	40
Charges de restructuration de l'exercice	**18**
Paiements effectués au cours de l'exercice	**(41)**
Passif à la fin de l'exercice	**17**

22. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP ») est une société en commandite de l'Ontario formée par OPG, la société financière Amisk-oo-Skow (« AFC »), propriété exclusive de la Première nation Moose Cree, et LM Extension Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG. Les principales activités de LMLP comprennent le développement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami. Quand des unités additionnelles sont mises en service, AFC peut acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % des actifs au moyen de son investissement dans LMLP.

En 2014, les six nouvelles unités construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami ont été mises en service. Après la mise en service de ces unités, AFC a fait des apports de 141 millions de dollars pour acquérir sa participation dans LMLP, par le règlement de passifs existants, notamment des dettes à long terme. Au 31 décembre 2014, AFC détenait une participation de 25 % dans LMLP. OPG inclut les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés, et la participation sans contrôle correspond à la participation d'AFC dans LMLP.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION D'OPG

BERNARD LORD

Président du conseil d'administration

TOM MITCHELL

Président et chef de la direction

BRUCE BOLAND

Vice-président principal Activités commerciales et Environnement

CARLO CROZZOLI

Vice-président principal Développement de l'entreprise et chef de la gestion des risques

CHRIS GINTHER

Vice-président principal Affaires juridiques, chef du contentieux et chef de l'éthique

GLENN JAGER

Président, Énergie nucléaire OPG, Chef du nucléaire

BARB KEENAN

Vice-présidente principale Ressources humaines

MIKE MARTELLI

Vice-président principal Énergie hydro-thermique

SCOTT MARTIN

Vice-président principal Services d'affaires et d'administration

DIETMAR REINER

Vice-président principal Projets nucléaires

BETH SUMMERS

Vice-présidente principale, chef de la direction des finances

DAVID KAPOSI

Vice-président, chef des placements

CATRIONA KING

Vice-présidente et secrétaire générale Activités de direction

JOHN LEE

Vice-président et trésorier

INSTALLATIONS D'OPG

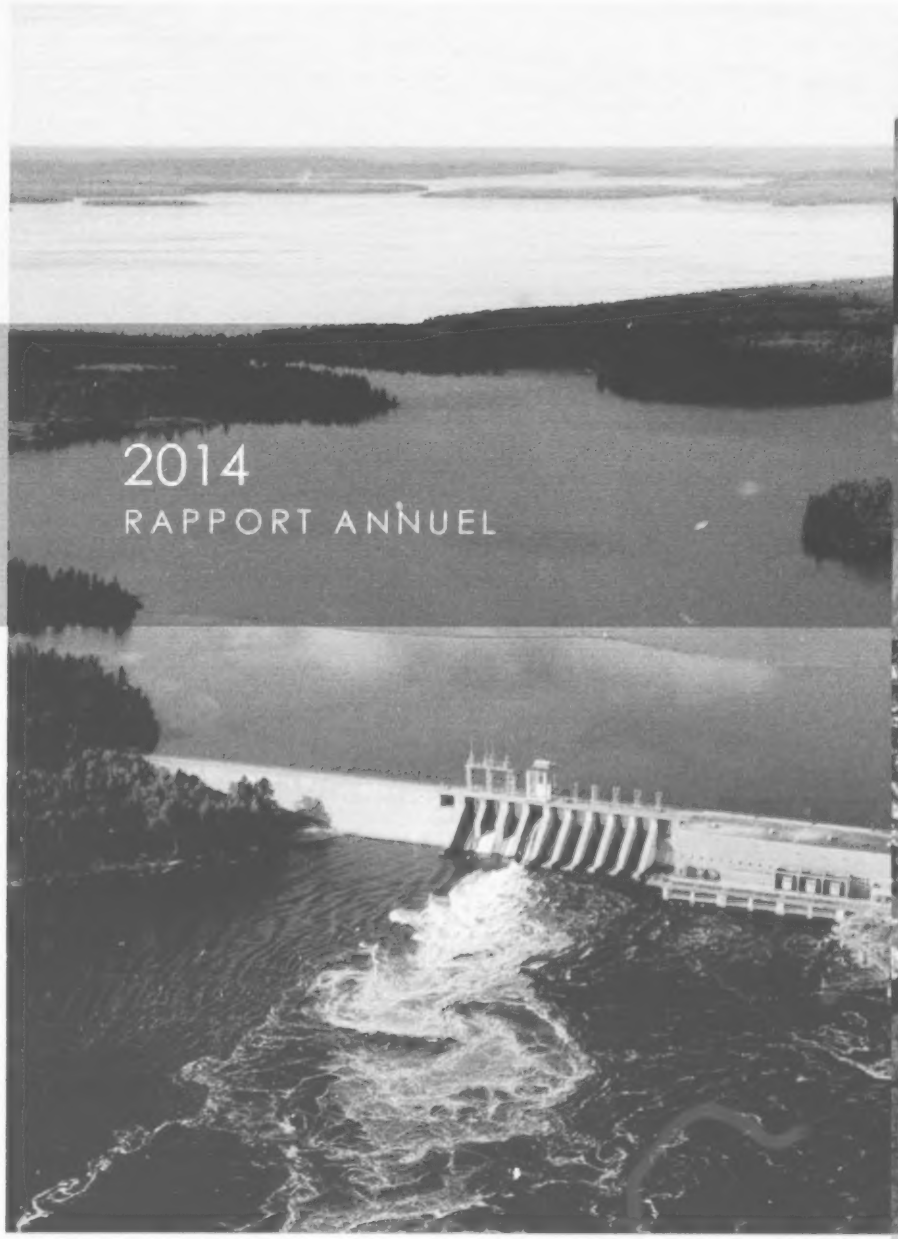
2	2	3	2	65	2
Centrales nucléaires	Centrales nucléaires louées	Centrales thermiques*	Centrales alimentées au gaz en copropriété**	Centrales hydroélectriques	Turbines éoliennes

Au 31 décembre 2014, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de **17 059 MW.**

* La centrale Atikokan est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse de l'Amérique du Nord. Elle produit de l'électricité acheminable de source renouvelable à partir d'une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe.

La centrale Thunder Bay est alimentée grâce à un biocombustible perfectionné (conversion achevée en janvier 2015).

** La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (copropriété d'OPG et de TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW à Windsor (copropriété d'OPG et d'ATCO Power Canada Ltd.).



2014
RAPPORT ANNUEL

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web.
This annual report is also available in English on our website **www.opg.com**

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au :

700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555

Conception graphique, impression et distribution : Services d'entreprise d'OPG

© Ontario Power Generation Inc., 2015

Veuillez recycler.

ONTARIO POWER GENERATION